

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À MONTRÉAL

QUELLE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE ? LE RÉGIME ÉNERGÉTIQUE DU
CAPITALISME ET SES CONTRAINTES

THÈSE

PRÉSENTÉE

COMME EXIGENCE PARTIELLE DU

DOCTORAT EN SOCIOLOGIE

PAR

ARNAUD THEURILLAT-CLOUTIER

MARS 2026

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À MONTRÉAL
Service des bibliothèques

Avertissement

La diffusion de cette thèse se fait dans le respect des droits de son auteur, qui a signé le formulaire *Autorisation de reproduire et de diffuser un travail de recherche de cycles supérieurs* (SDU-522 – Rév.12-2023). Cette autorisation stipule que «conformément à l'article 11 du Règlement no 8 des études de cycles supérieurs, [l'auteur] concède à l'Université du Québec à Montréal une licence non exclusive d'utilisation et de publication de la totalité ou d'une partie importante de [son] travail de recherche pour des fins pédagogiques et non commerciales. Plus précisément, [l'auteur] autorise l'Université du Québec à Montréal à reproduire, diffuser, prêter, distribuer ou vendre des copies de [son] travail de recherche à des fins non commerciales sur quelque support que ce soit, y compris l'Internet. Cette licence et cette autorisation n'entraînent pas une renonciation de [la] part [de l'auteur] à [ses] droits moraux ni à [ses] droits de propriété intellectuelle. Sauf entente contraire, [l'auteur] conserve la liberté de diffuser et de commercialiser ou non ce travail dont [il] possède un exemplaire.»

REMERCIEMENTS

Toute activité intellectuelle, en particulier celle menant à la rédaction d'une thèse de doctorat, masque trop souvent la dimension collective de ses conditions de possibilité derrière le nom de son auteur ou autrice. Ainsi, je tiens à remercier les gens de confiance qui ont joué un rôle déterminant dans l'accomplissement de ce voyage de longue durée.

Je remercie mon directeur, Éric Pineault, pour la générosité de ses idées, son enthousiasme et son accueil chaleureux. Les idées les plus intéressantes de cette thèse n'auraient pu émerger sans les nombreux cours, séminaires et discussions que j'ai pu avoir avec lui. Merci également au comité qui a révisé mon projet de thèse et aidé à le rendre plus réaliste, soit Leila Celis et Angela Carter.

Je tiens à remercier Christian Pépin pour son soutien indéfectible tout au long de ce processus. Tu as été mon directeur informel, celui qui m'a le plus remis en question et qui m'a inspiré par sa rigueur intellectuelle.

Merci également à Audrey Laurin-Lamothe qui m'a grandement aidé pour la méthodologie et l'organisation de cette thèse. Tes encouragements m'ont aussi permis de croire en ce projet et en mes capacités.

Merci également à Frédéric Legault pour ses révisions, pour nos discussions et pour ce point de convergence que nous partageons entre notre passion théorique et notre engagement citoyen.

Je tiens également à remercier les membres de l'atelier d'Écologie sociale du capitalisme avancé (ESCA) de l'UQAM, avec qui j'ai échangé tant d'idées tout au long des dernières années. Je pense en particulier à Frédéric Legault, Krystof Beaucaire, Colin Pratte, Ambre Fourier, Samuel Bédard, Clara Vivin, Joanie Ouellette, Gregory Prescott, Lucie Violland, Dominic Roulx, Charles-Guay Boutet, Gaëlle Jaudard, Sophie Elias-Pinsonnault, Marc Dionne, Laurine Omnès. Grâce à vous, j'ai trouvé l'espace bienveillant que j'espérais tant dans l'université, où il est possible de partager ses passions théoriques sans entraves.

Parmi les personnes qui m'ont donné un coup de main à un moment donné de mon travail de recherche et de rédaction, je tiens à remercier Nicolas Viens, Bernard Saulnier, Jonathan Martineau, les bibliothécaires, les responsables du département de sociologie et l'ensemble des travailleurs et travailleuses essentiel-le-s de l'UQAM. Un merci tout particulier à Max Hugny qui a pris soin de réviser une grande partie de cette thèse.

Un grand merci à l'organisme Thèsez-vous qui m'a souvent offert les conditions favorables à une rédaction efficace.

Je remercie également les organismes qui m'ont permis de bénéficier du temps libre nécessaire à cette recherche et cette rédaction, grâce à leur bourse. Je remercie ainsi le FRQSC, le CRSH, la Fondation de l'UQAM et la Faculté des sciences humaines.

Enfin, je tiens à remercier monoureuse, Élodie Comtois. Sans toi, je n'aurais jamais trouvé l'énergie vitale d'aller jusqu'au bout de cette thèse sur l'énergie.

DÉDICACE

À Léopold et Roméo

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS	ii
DÉDICACE.....	iv
LISTE DES FIGURES.....	xi
LISTE DES TABLEAUX.....	xiii
LISTE DES ABRÉVIATIONS, DES SIGLES ET DES ACRONYMES	xiv
LISTE DES SYMBOLES ET DES UNITÉS	xviii
RÉSUMÉ.....	xix
ABSTRACT	xx
INTRODUCTION.....	21
CHAPITRE 1	25
Les obstacles à la sortie des carburants fossiles	25
1.1 La rentabilité des énergies (valeur d'échange) : coûts, prix et profits	26
1.2 Technologies et matérialité des énergies (valeur d'usage) : propriétés et usages	31
1.3 L'hydrogène et ses dérivés : considérations techniques sur leur production, transport, usages et effets climatiques.....	38
1.4 Quel est le régime énergétique du capitalisme ?	43
SECTION 1 : APPROCHE THÉORIQUE ET MÉTHODOLOGIQUE	46
CHAPITRE 2	47
Économie politique critique et écologie sociale de l'énergie dans le capitalisme avancé	47
2.1 Les relations sociétales à la nature.....	47
2.1.1 L'énergie comme contrainte des sociétés	49
2.1.2 L'énergie comme produit social du capitalisme	50
2.2 Le capitalisme comme mode de production et régime socioécologique	53
2.2.1 Le capitalisme comme producteur d'abstractions réelles : temps, travail et espace abstraits.....	56
2.2.2 Le capitalisme avancé : corporations et marché oligopolistiques.....	59
2.3 L'énergie dans le capitalisme	61
2.3.1 L'État : gardien de la reproduction énergétique du capitalisme	64

2.3.2 Les innovations énergétiques : concurrence, lutte des classes et échange écologique inégal	66
2.3.3 L'énergie dans le mode de vie impérial	68
2.3.4 La « transition énergétique » comme abstraction régulatrice et révolution passive	70
CHAPITRE 3	74
Méthodologie	74
3.1 Analyse des plans de transition énergétique du GIEC et de l'IEA	74
3.2 Étude de cas approfondie : la transition énergétique en Allemagne	77
3.2.1 Le cas de l'Allemagne	78
3.2.2 Le point de vue de BDI sur la transition	82
3.3 Synthèse théorique : Le régime d'énergie abstraite	85
SECTION 2 : LES TRAJECTOIRES GLOBALES DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE CAPITALISTE	86
CHAPITRE 4	87
Le GIEC, cartographe des voies de transition énergétique à l'échelle internationale	87
4.1 Le GIEC : origines, fonctionnement et processus de rédaction	88
4.2 Une institution au service du <i>business as usual</i>	91
4.2.1 Cartographier l'atténuation des changements climatiques avec les IAM	92
4.2.2 Homogénéité des auteurs, hiérarchie épistémologique et cadre conceptuel orthodoxe	96
4.3 L'ouverture du 6 ^e Rapport aux sciences sociales et aux mesures <i>demand-side</i>	98
4.4 Cadres d'analyse utilisés par le GIEC dans le 6 ^e Rapport d'évaluation	101
4.5 Les <i>Illustrative Mitigation Pathways</i> : différentes voies de transition énergétique	102
4.6 La conceptualisation de la transition énergétique : un processus technique et socio-institutionnel	105
4.7 Conclusion	107
CHAPITRE 5	109
GIEC : le « consensus scientifique » sur les dimensions matérielles de la transition énergétique	109
5.1 Usages limités des carburants fossiles : éviter une dévalorisation brutale du capital fixe	110
5.2 Système électrique carboneutre : miser sur l'abondance du soleil et du vent	112
5.2.1 Limites des énergies renouvelables variables : des énergies inflexibles, difficiles à marchandiser et intensives en surface	113
5.3 Électrification des usages : profiter de la polyvalence de l'électricité	116

5.4 Le recours aux « carburants alternatifs » : des compléments indispensables à l'électrification	117
5.4.1 La bioénergie.....	119
5.4.2 L'hydrogène : monnaie d'échange universelle	120
5.4.3 Difficultés et obstacles à l'économie de l'hydrogène	126
5.5 La réduction de la consommation et l'amélioration de l'efficacité : deux trajectoires opposées	127
5.6 Intégration plus profonde du système énergétique : vers la planification énergétique ?	131
5.7 Le recours au CDR : une compensation « inévitable »	134
5.8 Conclusion	135
CHAPITRE 6	138
L'IEA, « communauté épistémique » de la sécurité du régime énergétique.....	138
6.1 L'IEA et son histoire : préserver la sécurité énergétique des États capitalistes avancés.....	138
6.2 Net Zero by 2050 : la conception de la transition selon l'IEA	147
6.3 Cadre méthodologique de la modélisation de l'IEA.....	149
6.4 Les principes normatifs de la transition énergétique selon l'IEA.....	154
6.4.1 Une transition catalysée par l'État, mais réalisée par le marché.....	154
6.4.2 Une transition technocentrée exigeant un cycle d'innovations inédit.....	156
6.4.3 Une transition « socialement acceptable » : préserver et étendre le mode de vie « moderne »	158
6.4.4 Une transition ordonnée et sécuritaire.....	161
6.5 Conclusion	163
CHAPITRE 7	164
IEA : les dimensions matérielles de la transition capitaliste globale	164
7.1 Maintenir une production énergétique élevée.....	164
7.2 Transformation du mix énergétique : diversification sans substitution complète	167
7.3 L'électrification et ses sources.....	170
7.3.1 Limite de l'électrification 1 : puissance pour les hautes températures	173
7.3.2 Limite de l'électrification 2 : densité pour le transport.....	175
7.3.3 Limite de l'électrification 3 : l'insécurité des flux électriques, la sécurité des stocks de carburants	177
7.3.4 L'inflexibilité temporelle du solaire et de l'éolien.....	179
7.3.5 Contraintes géographiques du solaire, de l'éolien et des biocarburants.	181
7.4 Les nécessaires carburants : de la puissance, du temps continu et de l'émancipation spatiale	185
7.4.1 L'hydrogène et ses carburants.....	186
7.4.2 Bioénergie : complément et substitut de l'hydrogène.....	191

7.4.3 CCUS : capturer et recycler le CO2	192
7.5 Mise à jour du plan NZE en 2023 : une trajectoire similaire.....	194
7.6 Conclusion : caractériser la transition de l'IEA.....	199
7.7 Conclusion de la section 2 : comparaison des plans du GIEC et de l'IEA.....	201
SECTION 3 : LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE CAPITALISTE DE L'ALLEMAGNE	205
CHAPITRE 8	206
La transition énergétique et la classe capitaliste en Allemagne	206
8.1 La transition énergétique allemande comme politiques d'État.....	207
8.1.1 Les politiques pour les énergies renouvelables (1990-2023).....	207
8.1.2 La sortie du nucléaire (2011)	208
8.1.3 La sortie du charbon (2020)	209
8.1.4 La stratégie de l'hydrogène (2020-2023).....	210
8.2 La transformation énergétique comme processus social	212
8.2.1 Tensions socio-économiques de l' <i>Energiewende</i>	216
8.3 Positions de la classe capitaliste allemande concernant l'énergie	219
8.4 Les principes normatifs de la transition selon BDI	226
8.4.1 Une transition profitable: faire de la protection du climat un modèle d'affaires	227
8.4.2 Une transition menée par le marché.....	230
8.4.3 Jamais au prix de la « sécurité énergétique »	232
8.4.4 Refuser la voie de l'autarcie énergétique	234
8.4.5 Une transition sans « changements structurels ».....	235
8.5 Conclusion	239
CHAPITRE 9	241
BDI : les dimensions matérielles du plan allemand de transition capitaliste	241
9.1 Répartition des sources énergétiques dans un système carboneutre.....	241
9.2 Diminution de la consommation énergétique compatible avec des gains d'efficacité « réalistes ».....	243
9.3 Étendre et transformer la production électrique	245
9.3.1 Contribution et limites de l'éolien et du solaire	248
9.3.2 Avantage temporel et de rendement des éoliennes	250
9.3.3 Avantage spatial et rendement des éoliennes off-shore	252
9.3.4 Limites de l'électricité renouvelable : contraintes de surface et variations temporelles.....	256
9.3.5 Flexibilisation du système électrique : réponse technique à la variation des énergies renouvelables.....	258
9.3.6 Assurer une surproduction et compenser les variations temporelles : flexibiliser l'offre en construisant de nouvelles centrales thermiques	258
9.3.7 Assurer un flux électrique continu malgré les variations: étendre, numériser, stocker	262

9.3.8 Flexibiliser la demande : marchandiser la réduction occasionnelle de consommation	265
9.4 Hydrogène et ses dérivés : l'Ersatz aux hydrocarbures	270
9.4.1 Polyvalence de l'hydrogène : faire compétition aux carburants fossiles et à l'électricité renouvelable	276
9.4.2 Densité énergétique : produire de la puissance énergétique	282
9.4.3 Mobilité : maintenir la géographie flexible héritée de l'ère fossile	282
9.4.4 Intemporalité : accumuler les surplus, se libérer des contraintes	285
9.4.5 Un vecteur énergétique coûteux : de l'hydrogène à n'importe quel prix énergétique	286
9.4.6 Une production d'hydrogène importée : produire une Allemagne fantôme	287
9.4.7 Rentabilisation du capital fixe des infrastructures gazières et des technologies associées à la combustion	292
9.4.8 Rentabilisation de la capture du carbone : l'hydrogène comme débouché pour le recyclage du carbone	297
9.4.9 Conditions et obstacles du développement de la filière hydrogène	299
9.5 Conclusion	301
CHAPITRE 10	305
Le régime d'énergie abstraite	305
10.0 Le concept de régime : considérations conceptuelles	306
10.1 L'énergie comme abstraction réelle	312
10.2 Les propriétés idéales de l'énergie pour le capital	314
10.2.1 Mobilité : de l'énergie pour se libérer de l'espace	317
10.2.1.1 Flexibilité géographique du capital fixe	318
10.2.1.2 Circulation des marchandises et de l'énergie comme marchandise	321
10.2.1.3 Circulation de la force de travail	323
10.2.1.4 Circulation de la monnaie et de l'information	324
10.2.2 Intemporalité : de l'énergie pour se libérer du temps concret	325
10.2.2.1 L'énergie comme condition du temps abstrait du capitalisme global	326
10.2.2.2 Une énergie temporellement flexible et prévisible	327
10.2.3 Densité : de l'énergie concentrée et à fort potentiel thermique	330
10.2.4 Polyvalence : de l'énergie bonne à tout faire	331
10.2.5 Contrôlabilité : une énergie contrôlable avec précision	332
10.2.6 Abondance : de l'énergie toujours en surplus	333
10.2.7 Substituabilité	335
10.2.8 Complémentarité	337
10.3 Écologie sociale de la base extractive du régime	338
10.4 La base fossile du régime d'énergie abstraite	341
10.4.1 Subsumption réelle 1 : raffinage, liquéfaction	345
10.4.2 Subsumption réelle 2 : la production électrique	346
10.5 La possible base « renouvelable » du régime	352
10.5.1 Baisse des rendements énergétiques : des énergies renouvelables « extrêmes »	353

10.5.2 Extension de la frontière extractive minière et contradiction climatique de la phase transitoire.....	357
10.5.3 Redoublement de la verticalité par une horizontalité de l'extraction énergétique.....	360
CHAPITRE 11	365
Discussion	365
11.0.1 Résumé de la problématique	365
11.0.2 Principales conclusions de l'analyse des plans de transition à l'échelle globale	365
11.0.3 Principales conclusions de l'étude de cas de la transition en Allemagne	367
11.0.4 Principales conclusions de la théorisation du régime d'énergie abstraite.....	368
11.0.5 Synthèse des contributions de la recherche.....	370
11.1 Remarques conclusives.....	372
11.1.1 Limites de la recherche	372
11.1.2 Prolongements et perspectives de recherche.....	373
CONCLUSION	376
RÉFÉRENCES.....	378

LISTE DES FIGURES

Figure 4.1 : Les émissions sectorielles des différents IMP lors de leur atteinte du net-zéro.....	105
Figure 5.1 : Mix électrique dans différents scénarios.....	113
Figure 5.2 : Les trois voies illustratives pour le secteur du transport et leur mix de carburants..	118
Figure 5.3 : La demande énergétique du secteur industriel, part d'électricité et part d'hydrogène selon les scénarios.....	119
Figure 5.4 : Part de l'électricité et de l'hydrogène dans la consommation énergétique finale dans différents scénarios	121
Figure 5.5 : La chaîne de valeur de l'hydrogène, synthétisée par le GIEC.....	125
Figure 5.6 : L'énergie primaire dans les différents scénarios IMP.....	129
Figure 5.7 : Le système énergétique dans chacune des voies illustratives.....	130
Figure 5.8 : IMP-LD pour les pays développés.....	131
Figure 5.9 : Représentation schématique du système énergétique net zéro selon le GIEC.....	133
Figure 7.1 : Répartition de l'approvisionnement énergétique en 2020 et en 2050, selon le plan NZE.....	167
Figure 7.2 : Approvisionnement énergétique totale dans le NZE par source, 2000-2050.....	168
Figure 7.3 : Consommation énergétique finale par source, en 2020 et en 2050, selon le plan NZE.....	168
Figure 7.4 : Production électrique globale par source.....	172
Figure 7.5 : Production globale d'hydrogène par source et demande d'hydrogène par secteur dans le scénario NZE.....	189
Figure 8.1 : Consommation d'énergie primaire par vecteur énergétique.....	213
Figure 8.2 : Énergies renouvelables : part dans les secteurs de l'électricité, de la chaleur et du transport jusqu'en 2022.....	215

Figure 8.3 : Réduction des sources d'émissions de GES dans les transports entre 2019 et 2045.....	237
Figure 8.4 : Consommation finale d'énergie dans les transports entre 2019 et 2045.....	239
Figure 9.1 : Consommation d'énergie primaire de l'Allemagne dans tous les secteurs pour la trajectoire 2019-2045.....	242
Figure 9.2 : Demande électrique nette selon les usages 2019-2045.....	246
Figure 9.3 : Parts de l'énergie finale dans différents scénarios de décarbonation.....	257
Figure 9.4 : Demande en hydrogène et carburants synthétiques selon les secteurs et usages 2030-2045.....	275
Figure 9.5 : Demande d'hydrogène et de e-fuels (TWh/année).....	281
Figure 10.1 : Part de la production électrique par source, monde.....	348
Figure 10.2 : Minéraux utilisés dans certaines technologies propres.....	357

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 4.1 : La matrice des scénarios de référence, qui combinent 5 SSP avec 7 niveaux de forçage radiatif.....	94
Tableau 4.2 : les IMP relativement aux scénarios de référence.....	103
Tableau 4.3 : Description des trois IMP compatible avec un réchauffement limité à 1,5° C sans ou avec un dépassement limité.....	104
Tableau 5.1 : Différents procédés de production de l'hydrogène, leurs coûts et leurs efficacités respectifs.....	126
Tableau 7.1 : Principales différences entre la version 2021 et 2023 des projections 2050 du plan NZE de l'IEA.....	195
Tableau 9.1 : Production d'électricité projetée par BDI. Comparaison des études <i>Klimapfade</i> de 2018 (p.249) et 2021 (p.160-161).....	249
Tableau 9.2 : Évaluations du « potentiel réalisable » ou des « limites réalistes de construction » de production d'électricité renouvelable par BDI selon ses études de 2018 (p.248) et 2021 (p.158) (en TWh).....	251
Tableau 10.1 : Synthèse de l'hypothèse du régime d'énergie abstraite.....	316
Tableau 10.2 : Densité de puissance (surface) de différentes énergies (à partir des données du système énergétique mondial en 2010).....	361
Tableau 10.3 : Densité énergétique gravimétrique de différentes formes d'énergie (énergie/masse).....	363

LISTE DES ABRÉVIATIONS, DES SIGLES ET DES ACRONYMES

AGGG	Advisory Group on Greenhouses Gases
BCG	Boston Consulting Group
BDA	Bundesvereinigung der Deutschen Arbeitgeberverbände
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie
BECCS	Bioenergy with Carbone Capture and Storage
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energien
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BMUV	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BRIC	Brésil, Russie, Inde, Chine
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft
BWE	Bundesverband Windenergie
CCUS	Carbone Capture, Utilisation and Storage
CDR	Carbon Dioxide Removal
CERM	Co-ordinated Emergency Response Measures
DAC	Direct Air Capture
DACCS	Direct Air Capture with Carbon Storage
DIHK	Deutscher Industrie und Handelskammer

DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
EDF	Électricité de France
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EROI	Energy Return on Energy Invested
FDP	Freie Demokratische Partei
GES	Gaz à Effet de Serre
GIEC	Groupe d’Experts Intergouvernemental sur l’évolution du Climat
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
IAM	Integrated Assessment Models
IEA	International Energy Agency
IEP	International Energy Program
IMP	Illustrative Mitigation Pathways
IPCC	International Panel on Climate Change
IRENA	International Renewable Energy Agency
LCOE	Levelized Cost Of Energy
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carrier
NOC	National Oil Corporation
NWS	National Wasserstoff Strategie
NZE	Net Zero Emissions
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement économiques
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development

PIB	Produit intérieur brut
PPA	Power-Purchase Agreement
PV	Photovoltaic
PtG	Power-to-gas
PtL	Power-to-liquid
PtX	Power-to-X
RCP	Representative Concentration Pathways
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk Aktiengesellschaft
SPD	Sozialdemokratische Partei Deutschlands
SPM	Summary for Policymakers
SSP	Shared Socio-Economic Pathways
STS	Science and Technology Studies
TFC	Total Final Consumption
TS	Technical Summary
UNEP	United Nations Environment Program
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau
WEO	World Energy Outlook
WGIII	Working Group III
WMO	World Meteorological Organization

LISTE DES SYMBOLES ET DES UNITÉS

EJ	Exajoule
GJ	Gigajoule
Gt	Gigatonne
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt heure
MJ	Mégajoule
Mt	Mégatonne
TWh	Térawatt heure

RÉSUMÉ

À partir d'une approche au croisement de l'économie politique marxienne et de l'économie écologique, cette thèse vise à comprendre la forme capitaliste que pourrait prendre la transition énergétique hors des énergies fossiles et, par le fait même, à clarifier le rapport structurel entre le capitalisme et l'énergie. Elle formule l'hypothèse du régime d'énergie abstraite comme manière de comprendre l'ensemble des attentes particulières de la forme sociale capitaliste envers l'énergie en tant que valeur d'usage. À l'aune de cette hypothèse, nous avons mis en contraste les plans de transition à l'échelle globale et à l'échelle nationale, afin de voir quelles étaient les attentes énergétiques particulières de l'accumulation capitaliste. Cette recherche s'appuie sur une analyse thématique de contenu des trajectoires globales de la transition énergétique limitant le réchauffement climatique à 1,5° C élaborés par le Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'évolution du Climat (GIEC, 2022) et l'International Energy Agency (IEA, 2021). Elle met en contraste ces plans avec les positions de la principale association de la classe capitaliste allemande (*Bundesverband der Deutschen Industrie*, BDI) prises entre 2012 et 2023. L'analyse thématique permet de comprendre qu'elles sont les exigences capitalistes qui pèsent sur une transition reposant principalement sur les énergies éolienne et solaire, dont les dimensions spatio-temporelles ne sont pas aussi flexibles que les carburants fossiles. L'analyse des dimensions normatives et matérielles des perspectives capitalistes sur la transition a mis en lumière l'exigence de formes énergétiques qui dépassent les limitations de l'électricité et des contraintes spatio-temporelles des énergies renouvelables. Cette étude révèle le rôle de clé de voûte de l'hydrogène et de ses dérivés dans l'architecture d'ensemble de la transition énergétique, permettant le maintien des conditions de la reproduction du capitalisme avancé. Cette thèse suggère que le maintien du régime d'énergie abstraite dans le projet de transition énergétique pourrait se manifester par une aggravation des contradictions socioécologiques liées à la production de l'énergie comme marchandise. Elle invite ainsi à considérer comme possible le dépassement du stade fossile du capitalisme mais seulement au prix d'un déplacement des contradictions écologiques dans le temps et dans l'espace.

Mots clés : Énergie, capitalisme, transition énergétique, GIEC, IEA, Allemagne, hydrogène

ABSTRACT

Using an approach at the crossroads of Marxian political economy and ecological economics, this thesis aims to understand the capitalist form that the energy transition away from fossil fuels could take, and thereby clarify the structural relationship between capitalism and energy. It formulates the abstract energy regime hypothesis to understand the capitalist expectations relative to energy as a use value. In this light, we contrasted transition plans on a global and national scale, to see what the energy expectations of capitalist accumulation were. This research is based on a thematic content analysis of the global energy transition trajectories limiting global warming to 1.5° C drawn up by the IPCC (2022) and the IEA (2021). It contrasts these plans with the positions taken by Germany's main capitalist class association (*Bundesverband der Deutschen Industrie*, BDI) between 2012 and 2023. The thematic analysis reveals the capitalist demands on a transition based primarily on wind and solar energy, whose space-time dimensions are not as flexible as those of fossil fuels. This study reveals the keystone role of hydrogen and its derivatives in the overall architecture of the energy transition, enabling the conditions for the reproduction of advanced capitalism. This thesis suggests that maintaining the abstract energy regime in the energy transition project could manifest itself in a worsening of the socio-ecological contradictions linked to the production of energy as a commodity. It thus suggests that overcoming the fossil stage of capitalism is possible, but only at the cost of shifting ecological contradictions in time and space.

Keywords : Energy, Capitalism, Energy transition, IPCC, IEA, Germany, hydrogen

INTRODUCTION

« Avons-nous besoin d'hydrogène ? » Telle est la question à laquelle certaines élites ont une réponse évidente; d'autres n'en ont aucune idée, voire n'envisagent même pas la pertinence de cette interrogation. L'analyse des trois éléments de cette question constitue le point de départ nécessairement arbitraire du cercle tracé par cette thèse : l'hydrogène, le « besoin » et le statut du « nous ».

L'hydrogène est l'élément chimique le plus présent dans l'univers, mais rarement sous sa forme pure (H_2). Pour le commun des mortels, dans les représentations sociales, l'hydrogène représente peu de choses. Au mieux est-il un élément du tableau périodique. Il constitue un des éléments de la structure atomique de l'eau (H_2O). L'eau est essentielle à la survie humaine, et à la reproduction des sociétés dans ses multiples dimensions matérielles et symboliques. L'hydrogène seul n'a pas ce statut.

Pourtant, un kilo d'hydrogène contient trois fois plus d'énergie qu'un même kilo d'essence. L'hydrogène est hautement inflammable et n'émet pas de CO_2 lors de sa combustion. À température et pression dites « normales », soit dans les conditions de notre seul véritable habitat humain qu'est la Terre, l'hydrogène est gazeux. Il peut être produit grâce à de l'électricité qui sépare les liens atomiques de l'eau, par électrolyse, sans émissions directes, à condition que l'électricité utilisée provienne de sources dites « renouvelables ». Il peut être utilisé dans une pile à combustible pour produire de l'électricité et ne dégage alors que de l'eau. Il peut être combiné avec des atomes d'azote ou de carbone pour devenir liquide, se transformant ainsi en carburant synthétique (ou *e-fuel*). Avons-nous « besoin » d'un carburant liquide ou gazeux qui brûle, libère plus d'énergie que l'essence et n'émet pas de CO_2 ?

La définition du contenu des besoins humains est sujette à de nombreuses controverses. Ces controverses prennent sources dans la difficulté que nous avons à séparer en leur sein leurs dimensions naturelle et sociale. D'un point de vue « naturel », nous n'avons pas besoin d'hydrogène, ni sous sa forme pure ni sous forme de carburant liquide. En revanche, nous savons que nous avons un impérieux besoin de nous débarrasser des émissions de CO_2 , essentiellement

produites par les carburants fossiles (charbon, pétrole, gaz fossile¹), puisqu'elles menacent les conditions de la vie humaine (en plus de celles de nombreuses autres espèces vivantes) par le biais du réchauffement climatique. En tant que « partie de la nature », comme disait Spinoza (Spinoza, 1965) – puisque nous ne vivons que *grâce* et *à travers* cette nature, et *pas au-delà* ou *au-dessus* d'elle –, nous avons véritablement besoin d'éliminer autant que possible les émissions de CO₂. Or, la seule dimension *naturelle* du besoin ne nous permet pas véritablement de répondre à la question du besoin en hydrogène, car c'est la médiation *sociale* qui donne sens à cette question. D'un point de vue social, la question devient plus difficile et nous renvoie au référent du « nous » de notre question initiale.

Avons-« nous » – en tant que société – « besoin » d'hydrogène ? Résoudre cette question suppose d'établir le lien entre la dimension sociale de notre être et nos « besoins ». Si cette question a un sens aujourd'hui, c'est parce que l'hydrogène pourrait éventuellement combler un « besoin social », tout en évitant – théoriquement – de contribuer à aggraver la crise climatique avec de nouvelles émissions de CO₂. Ce « besoin » social est d'abord celui de disposer d'énergie en général, mais surtout d'une sorte particulière d'énergie.

Dans sa définition moderne, l'énergie est un concept issu de la thermodynamique du XIX^e siècle. Puisque, selon ce point de vue scientifique, l'énergie traverse l'ensemble de la nature, nous pourrions affirmer que nous avons « naturellement besoin d'énergie » : l'énergie solaire tempère notre habitat terrestre et nous fournit de quoi nous nourrir à travers la photosynthèse des plantes. Mais pour une grande partie de l'histoire humaine et pour une grande partie des êtres humains existant aujourd'hui, « avoir besoin de nourriture » et « avoir besoin d'énergie » ne sont pas (toujours) synonymes, et ce, quand le concept scientifique d'énergie a un sens – ce qui n'est pas le cas dans toutes les langues. Toutefois, par un long développement historique aux multiples ramifications, l'énergie, en tant que marchandise distincte, est devenue une des médiations centrales à la satisfaction de nos besoins qui, même naturels, sont comblés selon des modalités déterminées socialement. Si nous avons besoin d'énergie, non pas en tant que phénomène

¹ Tout au long de ce thèse, pour rompre avec des représentations trompeuses, nous emploierons l'expression « gaz fossile » pour parler de ce qui est plus couramment connu sous l'expression « gaz naturel », et principalement composé de méthane (CH₄).

thermodynamique, mais en tant que marchandise, c'est parce que nos besoins dépendent de marchandises énergétiques pour être satisfaits. Or, si la question du « besoin social » d'hydrogène se présente aujourd'hui, ce n'est pas un simple besoin d'énergie, mais un besoin pour une sorte *particulière* d'énergie. Ce type d'énergie fait écho aux origines mêmes de l'apparition de l'énergie en tant que marchandise.

L'hydrogène ne promet pas d'être n'importe quelle forme d'énergie. Il recèle le potentiel de devenir une énergie abondante, dense, polyvalente et facilement transportable. Ses caractéristiques font qu'il pourrait alimenter, sous une forme ou une autre, la plupart des moteurs à combustion interne, des turbines dans les centrales thermiques, des voitures, des camions, des bateaux, des avions, ainsi que le chauffage des bâtiments et plusieurs procédés industriels. Bref, l'hydrogène, sous forme pure ou combinée, pourrait être un parfait *ersatz* des carburants fossiles.

Avons-nous « besoin » socialement de cet *ersatz* ? Si nous considérons la configuration contemporaine de la plus grande partie des sociétés humaines sur Terre, cet *ersatz* pourrait *a priori* jouer un rôle aussi crucial dans leur reproduction que les carburants fossiles. Mais cette configuration sociale n'a rien d'inéluctable en elle-même. Elle n'est pas le fruit d'un développement naturel de l'humanité, ni le produit d'une destinée. Elle est le produit du travail contingent de l'histoire. L'histoire de cette configuration sociale, qui a fait des carburants fossiles une composante essentielle à la reproduction sociétale – à tel point que nous pouvons parler aujourd'hui d'un « besoin » en énergie fossile – nous replonge dans le tourbillon de la Révolution industrielle. Au cœur de cette transformation historique déterminante pour l'histoire des sociétés humaines et du climat, dans le cœur battant de l'Angleterre du XIX^e siècle, le charbon – première des énergies fossiles largement exploitée – s'est installé comme un nouveau « besoin » social. Le charbon s'est présenté comme un besoin pour un « nous » très réduit : celui d'une classe sociale, la classe capitaliste, et avec elle l'ensemble d'un système socio-économique, le capitalisme. Ainsi, le « besoin social » en énergie fossile s'explique parce que nous héritons et vivons, pour la plupart des êtres humains, dans un ordre social qui semble structurellement dépendant des carburants fossiles, et ce, depuis le XIX^e siècle. Cette trajectoire historique est celle qui nous permet d'expliquer la crise – paradoxalement permanente – du climat dans laquelle nous sommes plongés. Ces carburants, comme cet ordre social, n'ont rien d'inéluctable.

Au XXI^e siècle, l'hydrogène se présente comme un remède miracle : il permettrait de répondre au « besoin social » en carburants, tout en évitant d'augmenter les émissions. L'hydrogène promet de contribuer à satisfaire notre « besoin en énergie » sans énergie fossile, ou à tout le moins sans émissions de CO₂. Bien sûr, il ne pourrait le faire seul et s'inscrirait dans un régime énergétique plus large, principalement alimenté avec des panneaux solaires et des éoliennes. Il se peut toutefois qu'il devienne la pierre angulaire de l'architecture de l'ensemble du régime qui permet de satisfaire notre « besoin en énergie » commercial.

Comme nous le comprenons, toute expression discursive du besoin recèle le potentiel de faire l'objet de processus de naturalisation ou de réification à caractère idéologique. En réalité, le maintien des sociétés pourrait bien dépendre de l'hydrogène *si* elles cherchent à perdurer dans leur configuration capitaliste. À l'heure actuelle, il est loin d'être sûr que la survie des sociétés en elle-même dépend véritablement de l'hydrogène. Cependant, comme le défend cette thèse, il devient de plus en plus clair que le maintien du capitalisme, étant donné son développement historique depuis deux siècles, pourrait dépendre en grande partie de la capacité à trouver un *ersatz* aux carburants fossiles, qui permettrait de soutenir le régime énergétique dans son ensemble. Si tel est le cas, le « nous » contenu dans la question initiale pourrait bien concerner d'abord et avant tout la classe capitaliste, et l'ordre social qui lui donne du pouvoir. Le capitalisme et les capitalistes ont très probablement besoin d'hydrogène, et surtout du maintien d'un certain régime énergétique. Cependant, l'avenir des sociétés humaines, la satisfaction des besoins et la possibilité de mener une vie digne d'être vécue ne sont peut-être pas aussi attachés à ce régime énergétique que certains discours ne le laissent entendre.

CHAPITRE 1

Les obstacles à la sortie des carburants fossiles

Dans ce premier chapitre, nous problématisons les obstacles à la sortie des carburants fossiles dans le cadre de l'économie capitaliste. Nous tentons de préciser quels sont les obstacles qui relèvent de la rentabilité des énergies elles-mêmes et de l'usage des formes spécifiques d'énergie, ce qui revient à distinguer la valeur d'échange de la valeur d'usage de la marchandise énergétique. Nous concluons en présentant comment l'hydrogène et ses dérivés pourraient résoudre les problèmes liés à la valeur d'usage de l'énergie dans la cadre de la décarbonation. Cela nous amènera à formuler notre hypothèse directrice quant aux rapports entre l'énergie et le capitalisme.

Dans la littérature scientifique et les rapports du Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'évolution du Climat (GIEC), il est courant d'analyser les obstacles à la sortie des carburants fossiles à partir du concept de *carbon lock-in* (« verrouillage carbone »). Émergeant du croisement des *Science and Technology Studies* (STS) (Hughes, T. P., 1983), de l'économie évolutionniste (Nelson et Winter) et de la théorie de la structuration (Giddens), l'hypothèse du *carbon lock-in* soutient que l'inertie des gouvernements et de la société sur la question du réchauffement climatique peut se comprendre comme le produit d'un *complexe technico-institutionnel* (Unruh, 2000, 2002; Unruh et Carrillo-Hermosilla, 2006). Ce complexe serait le produit d'un large système technologique compris de manière holistique, et non comme un ensemble de technologies séparées, qui développerait un processus de *dépendance au chemin emprunté* (*path dependency*) contribuant à maintenir, par des rétroactions positives, les carburants fossiles en dépit de leurs désavantages (Peter *et al.*, 2015). Ces verrouillages auraient des dimensions *infrastructurelles et technologiques*, *institutionnelles* et *comportementales* et se renforceraient mutuellement dans leur contribution à l'inertie collective (Seto *et al.*, 2016, p. 427).

Ce cadre d'analyse multifactoriel et holistique prend acte de la complexité et de la profonde pénétration de systèmes énergétiques carbonés dans l'ensemble de la vie sociale, mais tend à négliger les rapports de classe, même lorsque sont mieux considérés certains rapports de pouvoir (Geels, 2014). Cette perspective peut par exemple tendre à traiter sur un pied d'égalité

l'attachement psychologique à l'automobile avec les intérêts des corporations pétrogazières, contribuant à effacer le pouvoir *structurel* du capital (investissement et grève d'investissement), qui dépasse de loin les capacités de lobbying et de financement politique (Young *et al.*, 2018). Par ailleurs, en raison de sa perspective économique orthodoxe, cette analyse formule le problème du *lock-in* en termes de *défaillances de marché* ou d'*externalités*. Or, la persistance des carburants fossiles et les externalités en général ne sont pas des défauts *contingents* du marché, mais plutôt le résultat *nécessaire* d'une organisation économique qui privilégie le profit sur toute autre considération socioécologique. En résumé, le principal problème de l'hypothèse du *carbon lock-in* est qu'elle ne prend pas suffisamment au sérieux l'économie capitaliste en tant que force d'inertie fondamentale.

Cette réflexion critique nous amène à nous demander plus précisément quels sont, *dans le cadre des contraintes du capitalisme*, les obstacles à la sortie des carburants fossiles et à la transition vers les énergies renouvelables. Ces obstacles peuvent être classés en deux grandes catégories : 1) les obstacles liés à la rentabilité des énergies (valeur d'échange) ; 2) les obstacles liés aux technologies et à la matérialité des énergies (valeur d'usage). Si nous les présentons de manière analytiquement séparée, elles ne se comprennent évidemment que de manière conjointe.

1.1 La rentabilité des énergies (valeur d'échange) : coûts, prix et profits

Dit simplement, la transition énergétique n'a pas lieu, ou pas suffisamment rapidement, parce qu'elle n'est pas assez rentable. D'une part, elle représente des pertes et des risques pour les investissements liés aux carburants fossiles. D'autre part, les énergies renouvelables (solaire, éolien) ne fournissent pas, dans les conditions actuelles du marché libéralisé de l'électricité, des taux de profit compétitifs.

L'importance des investissements déjà effectués en capital fixe dans les infrastructures fossiles (mines, puits, plateformes, oléoducs, etc.) constitue un obstacle de taille. Comme les autres, ces investissements cherchent à être rentabilisés et ils le sont d'autant mieux lorsque leur durée de vie se prolonge. Ainsi, les corporations fossiles ont tout intérêt à faire durer l'utilisation des carburants fossiles, à éviter qu'ils deviennent des *stranded assets*. On comprend donc que ces corporations résisteront toujours à l'abandon de ces actifs aussi longtemps qu'ils peuvent être maintenus et

réparés à faible coût (Malm, 2016, p. 358)². Pour limiter le réchauffement climatique à 1,5°C, de nombreuses centrales au charbon devraient être prématurément fermées et d'immenses réserves de pétrole devraient être laissées sous terre (Klein, 2015, p. 176). Les compagnies de carburants fossiles pourraient perdre de 13 à 17 billions US\$ dans les deux prochaines décennies, soit la moitié de leur valeur, si les politiques climatiques permettaient de stabiliser le climat entre 1,8° C et 1,5° C (Hansen, 2022). D'autres estimations prévoient une réduction d'actifs supérieure au PIB mondial (Liquori et Cogswell, 2016). Peu importe les variations dans ces estimations, une telle destruction de capital serait sans précédent dans l'histoire du capitalisme (Malm, 2016, p. 141-142; Malm et Carton, 2024).

Par ailleurs, toutes les options à grande échelle de décarbonation des systèmes électriques posent d'importants problèmes financiers. L'hydroélectricité revêt de nombreux avantages (grande échelle, productivité, stockage, flexibilité), mais implique souvent d'importantes conséquences sociales (déplacement de populations) et écologiques (dégradation de la qualité de l'eau, destruction d'écosystèmes, émissions de méthane). D'un point de vue économique, les grands barrages hydroélectriques, dont les possibilités sont saturées dans le Nord global, sont de plus en plus chers et prennent beaucoup de temps à construire (Christophers, 2024, p. 17). Quant à l'énergie nucléaire, si elle constitue une source d'électricité considérée comme « fiable » et qui permet une production en quantité massive, elle est en déclin depuis les Accords de Kyoto : pendant que les énergies renouvelables (excluant l'hydroélectricité) passaient de 1 à 14 % entre 1997 et 2022, la part du nucléaire dans la production électrique est passée de 17 % à 9 % (Ramana, 2024, p. 66). Suite aux mobilisations écologistes depuis les années 1970, aux préoccupations liées à la sécurité et à l'accident de Tchernobyl (1986), ses coûts et les délais de construction ont augmenté significativement, entre autres en raison des exigences plus élevées en termes de sécurité (Christophers, 2024, p. 19). Les coûts et les délais de construction, déjà très importants, sont par ailleurs systématiquement sous-estimés : les projets prennent 64 % plus de temps en moyenne et ont des coûts de construction 117 % plus élevés que prévus. Tandis que les coûts de construction

² De surcroît, dans le domaine extractif, la valeur actionnariale d'une corporation dépend non seulement de sa capacité à extraire, mais aussi de sa capacité à démontrer qu'elle possède des réserves de remplacement aussi importantes que celles qu'elle exploite actuellement : c'est cette nécessité structurelle qui a récemment poussé les corporations de l'énergie à se lancer dans les hydrocarbures « extrêmes » comme la fracturation du schiste et les sables bitumineux, puisque les réserves classiques ne suffisaient plus (Klein, N. (2015). Tout peut changer : Capitalisme et changement climatique. Lux.)

sont douze fois plus grands que ceux des fermes de panneaux solaires, les coûts de production de l'électricité des centrales nucléaires sont près de cinq fois plus chers que celle du solaire. Par ailleurs, les délais de construction, en moyenne de 10 ans, sans compter le temps de rassembler le financement et d'obtenir les autorisations qui font augmenter les délais jusqu'à 20 ans, sont incompatibles avec les exigences de décarbonation rapide du secteur électrique. Et il y a peu de raisons de croire que ces conditions de construction et de financement vont s'améliorer, bien au contraire (Ramana, 2024, p. 76-95).

Au contraire de l'hydroélectricité et du nucléaire, les énergies solaire et éolienne ont l'avantage de pouvoir être développées très rapidement et avec un coût qui décline. Une fois les autorisations livrées, des éoliennes peuvent être construites en quelques mois et jusqu'à 3 ou 4 ans pour les éoliennes *off-shore*. Ces énergies peuvent également être déployées à une échelle massive, au-delà de la production locale distribuée. L'abondance du rayonnement solaire et du vent en font des ressources techniquement bien au-delà des futurs besoins électriques. Ces raisons expliquent pourquoi il s'agit de la principale option de décarbonation de l'électricité choisie pour le moment, et qui devrait poursuivre sa croissance dans l'avenir. Avec un taux de croissance annuel de 25 % en termes absolus entre 2000 et 2022, l'électricité de sources solaire et éolienne représente en 2022 12 % de la production électrique mondiale. Cependant, cette croissance a été contrebalancée par la croissance de la consommation électrique, qui a doublé sur la même période, donnant à la transition actuelle la forme d'une *addition énergétique* plutôt que d'une substitution des énergies fossiles par les énergies renouvelables (Christophers, 2024, p. 14-15; York, 2012).

Par ailleurs, la croissance de la production d'électricité à partir de panneaux solaires et d'éoliennes a été ralentie dans les dernières années, car elles posent des problèmes de rentabilité pour les investisseurs capitalistes. Malgré leurs promesses de carboneutralité et leur nouvelle image de marque comme *Energy Company* lancées en 2020, les grandes entreprises pétrolières comme BP, Shell³ et Total restent timides dans leurs investissements dans les énergies renouvelables, précisément en raison des profits plus faibles de la filière. Contrairement à ce qu'une certaine

³ Après avoir tenté un premier investissement dans les panneaux solaires au début des années 2000, Shell a vendu sa division solaire en 2006, suivie de près par BP qui a abandonné le solaire et l'éolien, sous prétexte que ces secteurs n'étaient plus rentables. Malm, A. (2016). *Fossil capital : the rise of steam power and the roots of global warming*. Verso.

orthodoxie économique défend, ce n'est pas l'enjeu du *prix* des panneaux solaires et des éoliennes qui suffit à stimuler l'investissement. Malgré un déclin des prix dans le secteur renouvelable lié à l'accroissement rapide de la concurrence, la dynamique d'investissement a été ralentie par la concurrence trop grande, menant à des marges de profits réduites. C'est essentiellement la perspective de profitabilité qui importe d'un point de vue capitaliste, surtout à brève échéance, même si celle-ci n'est évidemment pas étrangère au prix. En raison des faibles taux de profit réalisés dans les énergies renouvelables (entre 5 à 8 % au plus haut), surtout comparés à ceux des hydrocarbures (entre 12 et 15 %), les pétrolières continuent d'opérer en conservant l'exploitation du pétrole et du gaz comme moteurs centraux de leur modèle d'affaires (Christophers, 2022a).

La difficulté à dégager une plus grande rentabilité viendrait du fait que les marchés libéralisés de l'électricité ont été conçus autour des caractéristiques de l'énergie fossile, ce qui rentre en contradiction avec le profil intermittent des énergies renouvelables. Pour réduire les incertitudes du marché des énergies renouvelables, principalement liées aux coûts volatiles de l'électricité (liés aux coûts volatiles du gaz fossile), les États ont, dans une première phase (du début des années 2000 à 2015 environ), largement subventionné cette filière par une série de mécanismes, dont les *feed-in-tariffs*. Les investisseurs privés étaient ouverts à financer des projets renouvelables seulement parce que de tels mécanismes étatiques de réduction des risques garantissaient leurs retours sur investissement. Par la suite, la compétition ayant provoqué des réductions de coûts importants des installations, les gouvernements ont graduellement réduit, voire retiré leurs mécanismes subventionnaires. Cela a miné la confiance des investisseurs, notamment des banques, dans la capacité des énergies renouvelables à garantir une rentabilité stable. Les *corporate power-purchase agreement* (PPA) fixes se sont alors imposés comme une solution de marché pour limiter les risques de ce secteur. Dans ces contrats, l'acheteur n'est pas un fournisseur ou distributeur d'électricité, mais un consommateur. Le prix de l'électricité est fixé pour une durée de 10 ou 15 ans, tandis que l'acheteur s'engage à prendre une fraction déterminée ou l'entièreté de la production du générateur, peu importe les fluctuations de production (contrat dit *pay as produce*). Cela signifie que, dans cet arrangement, les fermes solaires et éoliennes ne prennent pas de risque financier, condition *sine qua none* à l'investissement des banques. Or, ce sont principalement les grandes entreprises de la technologie (Amazon, Google, Meta, Microsoft, Apple) qui prennent ce type de contrat, car cela leur donne une stabilité et, de surcroît, à un prix très bas (grâce à leur immense

pouvoir de marché). La dynamique de développement des énergies renouvelables est ainsi aujourd'hui handicapée par le pouvoir de marché de ces grandes corporations qui compresse la rentabilité des développeurs et de leurs financiers (Christophers, 2022b). Les limites actuelles des *corporate PPA* vont tendanciellement forcer les investisseurs des projets renouvelables à embrasser les risques de marché, soit à accepter la vente d'électricité selon la volatilité du marché (*spot market price*), réduisant leur intérêt pour la filière solaire et éolienne. Dans la mesure où la transition hors des hydrocarbures dépend aujourd'hui de la signature de *corporate PPA*, cette transition se fera à un rythme beaucoup trop lent par rapport à ce qui est nécessaire.

Par ailleurs, l'architecture libéralisée du marché de l'électricité pourrait se révéler un obstacle à plus long terme, lorsque la pénétration des énergies renouvelables sera plus significative. Étant donné que, sur ce marché, les prix sont variables en fonction de la production électrique et de la consommation, il est déjà possible d'observer des prix négatifs, lors de surplus électriques produits par les éoliennes ou panneaux solaires (notamment en Allemagne). Ces surplus seront tendanciellement plus importants à mesure que les énergies renouvelables seront plus présentes, ce qui pourrait ralentir l'intérêt des investisseurs pour les énergies renouvelables variables, en raison des faibles perspectives de rentabilité. L'*International Energy Agency* (IEA) soutient qu'une réforme des marchés d'électricité serait impérativement nécessaire pour garantir l'investissement privé sur le long terme (IEA, 2021a, p. 164).

En outre, le coût « réel » de l'électricité produite par le solaire et l'éolien est souvent sous-estimé, car il est généralement jugé à partir des conditions actuelles, dans lesquelles ces sources n'occupent qu'une faible proportion du mix électrique (Huber et Stafford, 2023). À mesure que ces sources vont occuper une part plus importante du mix électrique, leurs coûts vont se révéler en réalité beaucoup plus importants, en raison des moyens complémentaires nécessaires à la stabilisation du réseau électrique (lignes de transmission, stockages divers, centrales d'appoint, etc.). Les prix bas du solaire et de l'éolien sont souvent estimés en fonction de l'indicateur du coût actualisé de l'énergie (*Levelized Cost of Energy*, LCOE). Ces LCOE décrivent les coûts de production de l'électricité pour une installation pendant toute sa durée de vie. Cependant, comme le souligne Robert Idel, « the function of supply in electricity markets is not to generate electricity but to provide a specified amount of electricity to a specific place at a particular time » (Idel, 2022). Par conséquent, la variable géographique importe dans les coûts, ce qui ajoute des charges

supplémentaires significatives aux énergies renouvelables, qui sont généralement moins flexibles quant à leur emplacement que les centrales fossiles. Un réseau plus important serait nécessaire pour transporter l'électricité des parcs d'énergies renouvelables jusqu'à la demande dans les zones urbaines. Ces coûts de transport sont partiellement pris en compte dans certaines estimations du LCOE, mais la dimension temporelle, qui s'avère encore plus cruciale, est largement négligée. En effet, le LCOE ne prend pas en compte le coût important des moyens de soutien (*back-up* par stockage ou autre) lorsque la météo n'est pas favorable. La valeur d'usage limitée du solaire et de l'éolien force l'intégration dans les coûts du système électrique de centrales de soutien (souvent alimentées au gaz fossile) et/ou de technologies de stockage. Il semble ainsi que les limites spatio-temporelles des énergies renouvelables, soit leur valeur d'usage, puissent se manifester dans un prix, une valeur d'échange, qui, dans les conditions actuelles et à venir, limitera considérablement la rentabilité capitaliste comparée à d'autres sources.

Si les obstacles à la rentabilité de la transition énergétique sont nombreux, ils pourraient théoriquement être surmontés par des politiques publiques. Certains considèrent que cela pourrait se faire à l'intérieur du cadre capitaliste, ce qui exigerait toutefois d'importantes interventions économiques de l'État. Ces interventions pourraient impliquer de socialiser les coûts de la transition sans égard à la distribution des bénéfices, mais elles pourraient également prendre la forme de politiques industrielles « vertes » qui socialisent en partie ses bénéfices (Mazzucato, 2015), de nationalisations et d'une planification des énergies renouvelables (Christophers, 2024, p. 372), ou encore de politiques visant à mettre fin à l'hégémonie du secteur financier sur le reste de l'économie (Koch, 2017, p. 440). D'autres considèrent que l'ampleur et la rapidité des transformations exigées par la crise climatique ne pourraient s'opérer sans confronter les fondements de l'économie capitaliste, et en appellent à la réalisation d'une forme de socialisme (Huber, 2022; Malm, 2016; Pirani, 2018, p. 189-190).

1.2 Technologies et matérialité des énergies (valeur d'usage) : propriétés et usages

Au-delà de la question des coûts et de la rentabilité, certains obstacles à la transition concernent les dimensions biophysiques des énergies. La transition énergétique se résume souvent à la combinaison de la décarbonation de l'électricité et à l'électrification massive des usages. Or, des limites se présentent tant dans les contraintes liées à la production électrique des énergies

renouvelables qu'aux usages de l'électricité. La question qui nous préoccupe consiste à savoir si ces limites peuvent être surmontées dans un cadre capitaliste ou si cela impliquerait nécessairement un dépassement du capitalisme.

Les carburants fossiles possèdent en effet des qualités que les énergies renouvelables et la forme électrique n'ont pas. L'hypothèse du *capitalisme fossile*, développée par Altvater⁴, Malm et Huber, soutient alors qu'il existerait une dépendance interne du capitalisme envers les énergies fossiles en raison de leur matérialité spécifique (valeur d'usage). De manière générale, cette dépendance est comprise comme le fruit d'une convergence (« *congruence* ») (Altvater, 2007), entre les caractéristiques physiques des énergies fossiles et la logique d'accumulation capitaliste : les carburants fossiles offriraient une compression de l'espace et du temps permettant de la mobilité, de la désynchronisation et de la flexibilité d'usage. Les formes préindustrielles de capitalisme ne pouvaient pas croître et s'étendre à l'échelle du globe sans les énergies fossiles, en raison de la trop haute entropie des autres sources d'énergie et de leur faible rendement énergétique⁵. Le capitalisme fossile se serait établi comme *nouveau stade du développement historique du capitalisme* en liant sa logique de valorisation à l'accroissement de la production de CO₂, faisant ainsi du capital fossile une *relation* (capital-travail-carburants fossiles) et un *processus* (la valorisation infinie de la valeur exigeant toujours plus d'énergie fossile) (Malm, 2016, p. 290).

⁴ Elmar Altvater est le premier à utiliser l'expression *fossil capitalism* (2007). Par ailleurs, nous laisserons de côté le concept parfois utilisé de *carbon capital* entendu comme un *secteur* de l'économie qui profite plus directement des usages des hydrocarbures et qui milite activement pour la poursuite de leur extraction et exploitation (Urry, J. (2012). *Changing transport and changing climates. Journal of Transport Geography*, 24, 533-535. <https://doi.org/10.1016/j.jtrangeo.2012.05.005>).

⁵ « Without the continuous supply and massive use of fossil energy modern capitalism would be locked into the boundaries of biotic energy (wind, water, bio-mass, muscle-power, etc.). Although something like capitalist social forms occasionally could be found in ancient societies (in Latin America and Asia as well as in Europe), they could not grow and flourish without fossil energy. The entropy of the available energy sources was too high, and the EROEI too low, to allow significant surplus production. Therefore growth was limited, and in fact the average annual growth rate was close to zero before the industrial revolution of late eighteenth century. » Cette affirmation doit être nuancée au regard de la thèse de Malm qui démontre bien qu'il existait un potentiel de croissance important grâce aux moulins à eau (mais évidemment, le charbon jouait tout de même un rôle important dans l'industrie métallurgique). Notons également que ce passage cité présente trois erreurs. Les énergies éolienne et hydraulique ne peuvent être dites « biotiques » au sens strict. Également, Altvater semble manquer de précisions historiques sur la transition au capitalisme (en situant des linéaments en Amérique latine et en Asie ? Voir Wood, E. M. (2009). *L'origine du capitalisme : une étude approfondie*. Lux.) Enfin, le concept de surplus de production paraît vague comme distinction spécifique du capitalisme industriel, car on peut considérer que des formes de surplus existaient dans les sociétés pré-capitalistes et pré-industrielles, bien que ces sociétés n'étaient pas menées par des compulsions constantes à la croissance telles que l'exige la structuration capitaliste.

De quelles manières les énergies fossiles ont-elles contribué au développement capitaliste ? Cette contribution peut se résumer en quatre grandes transformations dialectiquement imbriquées : 1) l'augmentation de la productivité dans l'ensemble de la production marchande (Malm, 2016, p. 288), notamment par le renversement du rapport sujet-objet dans le procès de travail, par la détermination de la production par un premier moteur séparé de la force et de la dextérité humaine (Huber, 2009, p. 108)⁶, par la recomposition du travail en fonction des exigences de la valorisation capitaliste, par le renforcement de la séparation entre travailleurs et moyens de production⁷ et par l'affaiblissement du pouvoir de la classe ouvrière ; 2) l'extension de la marchandisation de la force de travail (Huber, 2009, p. 109) ; 3) la réalisation d'un véritable marché global, par la diminution du temps de circulation des marchandises vendues à un prix similaire (Huber, 2009, p. 111-112) ; 4) le développement de la consommation de masse, comme conséquence d'une productivité décuplée, et la production d'une dépendance des ménages envers un approvisionnement en énergie bon marché (Huber, 2013; Nye, 2001).

Ce stade historique du capitalisme, le stade *fossile*, n'a évidemment pas été dépassé à ce jour. L'hypothèse du capitalisme fossile va plus loin en suggérant *qu'il ne pourrait théoriquement pas être dépassé sans provoquer le dépassement du capitalisme lui-même*, dans la mesure où les énergies renouvelables ne pourraient pas soutenir l'accumulation capitaliste *en raison de leur profil spatio-temporel* (valeur d'usage). Ce profil rentrerait en contradiction avec des piliers de l'économie capitaliste : 1) l'accumulation primitive dans le secteur énergétique ; 2) la délocalisation des investissements ; 3) la globalisation des échanges marchands ; 4) la flexibilité temporelle de la production.

⁶ La question de la séparation du travailleur des moyens de production et de la subsumption réelle appellent tout de même une nuance historique importante, car, avant les machines à vapeur, existait un procès de travail dans lequel le travailleur n'était déjà plus le moteur central de la production, notamment dans les usines de coton utilisant un moulin à eau (Malm, A. (2016). *Fossil capital : the rise of steam power and the roots of global warming*. Verso.). Il n'en demeure pas moins que la généralisation des machines à vapeur à partir de la deuxième moitié du XIX^e siècle, de même que les développements technologiques subséquents, ont porté plus loin la séparation du travailleur des moyens de production, de même que la transformation des manières de produire.

⁷ La séparation du travailleur de ses moyens de production est la condition première de l'accumulation capitaliste et le résultat du processus historiquement violent de *l'accumulation primitive*. Dépourvu de la capacité de travailler par lui-même et pour lui-même, le prolétaire, véritable sujet sans objet (Fischbach, F. (2009). *Sans objet : capitalisme, subjectivité, aliénation*. J. Vrin.), se voit obligé de vendre son travail comme une marchandise (sa force de travail).

Malm soutient que la géographie dispersée des énergies renouvelables ne permet pas une opération aussi lucrative que l'accumulation primitive du capital fossile. Historiquement, le caractère *séparable* des énergies fossiles en tant que stocks déterritorialisés et isolés les aurait rendus plus conformes aux exigences de la concurrence capitaliste. *A contrario*, le courant de la rivière, ne pouvant être séparé et déplacé, imposait une gestion commune (*res communis* dans le droit britannique) que les capitalistes du XIX^e siècle n'auraient pas été prêts à accepter (Malm, 2016, p. 96-120, 292-298)⁸. De la même façon, le flux solaire n'est pas dans un espace séparé et paraît difficilement privatisable, car relativement non rival. Il y aurait donc peu de survaleur à extraire de la production d'énergie renouvelable, puisque la séparation entre la source d'énergie et le consommateur, qui pourrait permettre de reproduire la distance entre le capital et le travail par la privatisation (des sources) et la marchandisation (de l'énergie), tendrait à s'effacer (Malm, 2016, p. 372).

Par ailleurs, la difficulté à transporter et stocker l'énergie du flux (sous forme électrique) forcerait une consommation *localisée* (Middlehurst, 2020). Si cela réduit la mobilité des moyens de production, cela pourrait avoir des conséquences graves sur les capacités de délocalisation des investissements et ainsi conférer un pouvoir accru aux travailleurs (Malm, 2016, p. 374-375). Certains soutiennent que cette contrainte biophysique pourrait favoriser une réappropriation publique du réseau électrique (Scheer, 2012)⁹, comme on a pu l'observer en Allemagne dans les

⁸ Cette remarque de Malm sur le rapport entre forme de propriété (et de gestion) et caractéristiques physiques (stock ou flux) peut être critiquée pour deux raisons importantes. D'une part, on peut considérer que cette position relève d'une forme de naturalisation des communs qui perd de vue que tout établissement des communs relève d'une logique *institutionnelle* et n'est pas donné dans la nature (Dardot, P. et Laval, C. (2014). *Commun essai sur la révolution au XXI^e siècle*. La Découverte.). D'autre part, rien n'empêche *a priori* les formes institutionnelles capitalistes de trouver des façons de s'approprier le flux de la rivière de manière privée et de le vendre. C'est d'ailleurs ce que faisait, par exemple, la Proprietors of Locks and Canals (PLC) sur la rivière Merrimack, aux États-Unis, dès les années 1830 (Steinberg, T. (1994). *Nature incorporated : industrialization and the waters of New England*. University of Massachusetts Press.). Il est techniquement plus difficile de transformer des flux en marchandises que des stocks, mais cela ne peut pas fournir une explication suffisante du privilège de la forme du stock sur celle des flux dans les rapports économiques capitalistes. Cela ne nous permet pas également de comprendre les développements hydroélectriques privés.

⁹ Chaque nouvelle vague d'innovation technologique dans le domaine de l'énergie semble avoir stimulé les espoirs utopistes. Plusieurs anarchistes, dont Pierre Kropotkine, croyaient que l'avènement de l'électricité pourrait être le support technique d'une république de petits artisans, évitant la concentration des ouvriers en usines, ralentissant l'exode rural et retenant les femmes au foyer. Ces espoirs se fondaient sur l'utilisation du courant continu et de faible tension, produit par la centrale électrique de Thomas Edison. Mais l'invention du courant alternatif par Nikola Tesla, avec sa capacité de transport accru, referma les possibilités de décentralisation envisagées. Jarrige, F. et Vrignon, A. (2020). *Face à la puissance : une histoire des énergies alternatives à l'âge industriel*. La Découverte. De même,

vingt dernières années. Cette perspective – souvent empreinte de déterminisme technologique – serait très menaçante pour les intérêts capitalistes. La localisation induite par les énergies renouvelables pourrait remettre en question la flexibilité géographique du capital à l'échelle mondiale.

Par ailleurs, l'électricité ne pourrait vraisemblablement pas permettre de remplacer les carburants fossiles dans le transport de longue distance (camions, bateaux, avions) (Heinberg et Fridley, 2019, p. 115-132, 133-156). Il paraît improbable que l'économie capitaliste, dans sa dimension inextricablement mondiale, puisse se maintenir tout en acceptant un ralentissement de la mobilité des marchandises et des personnes.

Enfin, les énergies solaire et éolienne, en raison de leur variabilité, pourraient causer des problèmes à certains procédés de production inflexibles, si ces variations leur sont transmises. À une époque où les entreprises cherchent à éliminer les pores temporels (par les méthodes *lean* et *just-in-time*), il semble douteux que le capital puisse être forcé de se relier à des flux *variables* comme celui du vent ou du soleil (Altvater, 2007). Le principal problème du solaire et de l'éolien est qu'il s'agit de technologies dites non acheminables (*non-dispatchable*) : contrairement aux centrales au gaz fossile, au charbon et aux centrales hydroélectriques, elles ne peuvent pas être calibrées pour générer une quantité spécifique d'énergie, et surtout pas à un moment précis de la demande, car elles dépendent des variations météorologiques (Christophers, 2024, p. 25).

L'hypothèse du capitalisme fossile, bien qu'elle ait le mérite de mettre en relief les exigences énergétiques du capitalisme, est insatisfaisante à plusieurs égards.

Sur la question du caractère difficilement séparable du flux (solaire et éolien) qui rendrait moins lucrative l'accumulation primitive, l'argument de Malm tend à radicaliser le déterminisme biophysique. Malm naturalise la forme commune et, par le fait même, les capacités de privatisation à travers le concept de *séparabilité* (ou de stock). Or, la matérialité ne limite pas en soi la privatisation et la marchandisation. Le capital peut tout à fait vendre une relation naturelle ou un

Diesel, l'inventeur du moteur portant son nom, espérait que sa création puisse servir l'autonomisation des ouvriers. Il n'en fut pas le cas.

flux énergétique, peu importe si l'une ou l'autre est matériellement séparable ou non. Il lui suffit d'opérer une forme de réification et d'institutionnaliser une catégorie marchande encadrée par le droit contractuel. Cela caractérise d'ailleurs bien les formes nouvelles d'appropriation capitaliste qui marchandisent les services écosystémiques (Tordjman, 2024). Bref, c'est surtout la capacité de *commercialiser* ou de transformer un objet ou une relation en énergie commerciale, soit en marchandise fictive, qui nous apparaît essentielle pour le capitalisme, pas la séparabilité *naturelle* des formes énergétiques. Le capitalisme pourrait ainsi très bien se maintenir par des formes nouvelles de marchandisation des flux biophysiques.

En outre, même si le flux solaire et éolien n'est pas lui-même privatisable, les infrastructures électriques et les espaces disponibles, essentiels à la captation de ce flux, sont eux bel et bien privatisables. La forme capitaliste du développement des énergies renouvelables implique déjà la privatisation des technologies et des procédés de production (brevets), tout autant que des formes d'*enclosures* pour l'installation des panneaux solaires et éoliennes, accompagnées d'effets d'exclusion, d'empiétement sur les écosystèmes et d'inégalités (Sovacool, 2021); conséquences qui sont à la source de vastes conflits territoriaux, en particulier dans la périphérie extractive du système-monde (Huber et McCarthy, 2017). Or, transférer l'extraction énergétique des sources fossiles verticales à des sources renouvelables horizontales ne constitue pas en soi une contradiction insurmontable pour l'économie capitaliste.

En outre, la perspective marxiste sur le capitalisme fossile ne permet pas d'anticiper les contradictions biophysiques liées aux énergies renouvelables. Malm nous paraît sous-estimer ces enjeux, laissant croire parfois que les obstacles liés au profil spatio-temporel des énergies renouvelables pourraient être surmontés par un surcroît de développement technologique (Malm, 2016, p. 379). Certains chercheurs en économie écologique ont tenté de montrer que la sortie des carburants fossiles et la transition vers les énergies renouvelables est impossible *si est maintenu l'objectif de la croissance économique*. Cela s'expliquerait par la chute des taux de retour énergétiques (EROI, *Energy Return on Energy Invested*) (Capellán-Pérez *et al.*, 2019; Capellán-Pérez *et al.*, 2015) et également par les limites de surfaces disponibles pour les panneaux solaires et les éoliennes (Capellán-Pérez *et al.*, 2017). Le problème ne proviendrait pas des technologies d'énergies renouvelables en elles-mêmes, mais de leur combinaison avec la croissance de l'économie capitaliste, qui provoque celle de la consommation énergétique. Ainsi, seule une

décroissance énergétique (en termes absolus) semblerait compatible avec la sortie des carburants fossiles, ce qui, au regard de la tendance historique (Ayres et Warr, 2009; Hickel et Kallis, 2020), paraît difficilement envisageable sans une décroissance économique du PIB mondial (York et Bell, 2019). En d'autres termes, l'obstacle à la transition énergétique serait la tendance à la croissance de l'économie capitaliste.

Quant aux limitations dans les capacités de délocalisation des investissements, de circulation des marchandises et de flexibilité temporelle de la production, elles constituent en effet des menaces au pouvoir et à la production capitaliste.

Le principal problème de l'hypothèse du capitalisme fossile, relativement à la valeur d'usage de l'énergie, est qu'elle néglige les possibilités que l'économie capitaliste puisse développer des solutions techniques permettant de résoudre les problèmes des énergies solaires et éoliennes, et les limites de l'électricité. Si Altvater considère ces limites comme étant insurmontables dans le cadre du capitalisme, Malm reconnaît que ces limites ne sont pas *techniquement* mais *politiquement* insurmontables, en raison de l'organisation capitaliste de l'économie. Aux yeux de Malm, tant que l'économie sera configurée de manière capitaliste, les capitalistes refuseront la planification et la coopération à long terme que suppose la réussite de ces moyens techniques. L'échec du projet Desertec (dans sa première mouture) serait à ses yeux une preuve convaincante de la contradiction entre les principes fondamentaux du capitalisme (concurrence) et les contraintes réelles de telles infrastructures (impliquant de la coopération) (Malm, 2016, p. 377-379).

Malgré cette ouverture à considérer la possibilité d'un capitalisme alimenté aux énergies renouvelables, Malm ne problématise pas les autres moyens capitalistes de décarbonation des systèmes énergétiques. Il n'analyse pas également la planification capitaliste de la transition énergétique comme un projet cohérent considéré avec sérieux par une partie de la classe capitaliste. Pour compléter l'analyse critique de la transition, il nous paraît indispensable de considérer les plans réels de décarbonation formulée par les capitalistes, qui prennent au sérieux les problèmes de la spatiotemporalité de l'électricité renouvelable.

Pour faire face à l'intermittence du soleil et du vent, plusieurs moyens sont envisagés : ajustement de la demande, capacités excédentaires, numérisation, extension des lignes de grande distance,

stockage et sources d'électricité complémentaires idéalement décarbonées (Middlehurst, 2020). En fonction des pays, ces sources complémentaires pourraient être nucléaires, hydroélectriques ou même des centrales thermiques au gaz avec capture du carbone (si cette technologie aboutit enfin). Pour des pays qui n'ont pas de ressources hydroélectriques et pas de nucléaire, comme l'Allemagne, la solution envisagée se trouve du côté de centrales alimentées à l'hydrogène vert, soit produit avec de l'électricité renouvelable.

Si la décarbonation de l'électricité semble donc envisageable, il resterait encore à décarboner les usages énergétiques pour les procédés industriels de haute chaleur et les transports lourds. Dans ces deux domaines, les biocarburants et en particulier l'hydrogène pourraient remplacer les carburants fossiles. Ainsi, il semble que l'hydrogène puisse à la fois jouer un rôle pour stabiliser le réseau électrique et décarboner les usages liés à des formes de combustion. À quelques exceptions près (Szabo, 2020; Vezzoni, 2024), ce vecteur a jusqu'ici été peu considéré dans la littérature critique sur l'énergie. Comme nous le verrons, il revêt pourtant une importance stratégique pour nombre d'intérêts capitalistes. Avant de poursuivre notre problématisation, il nous faut cependant rappeler quelques éléments techniques à propos de l'hydrogène.

1.3 L'hydrogène et ses dérivés : considérations techniques sur leur production, transport, usages et effets climatiques

L'hydrogène, sous sa forme pure, est l'élément du tableau périodique qui a la plus grande densité énergétique relativement à la masse (140 MJ/kg), bien au-delà du pétrole (42 MJ/kg). L'hydrogène peut être produit à partir de l'électricité ou à partir du méthane (*steam methane reforming*). S'il est produit à partir d'électricité renouvelable, il sera qualifié de « vert », tandis qu'on le dira « rose » à partir de centrales nucléaires, « gris » à partir du méthane et « bleu » lorsque sont utilisés des dispositifs de capture de carbone dans la production à partir du méthane. Il peut donc être *théoriquement* produit sans émissions ou avec de très faibles émissions de GES. Son usage, principalement par combustion, ne produit également pas de GES. L'hydrogène est ainsi souvent présenté comme une forme énergétique décarbonée permettant de remplacer les carburants fossiles dans de nombreux usages : centrales électriques, transports lourds, chauffage, procédés industriels. Il a également des applications matérielles non énergétiques, contribuant à produire, traiter ou raffiner des produits intermédiaires ou finaux. La demande mondiale d'hydrogène déjà existante (atteignant 70 millions de tonnes en 2018) est d'ailleurs principalement dévolue à des usages non

énergétiques, pour la production d'ammoniaque et d'autres fertilisants dans l'industrie de la chimie (55 % de l'hydrogène utilisé) et pour le secteur du raffinage des carburants (25 à 30 %) (Bhandari et Shah, 2021). Pour le moment, 99 % de l'hydrogène produit est cependant « gris », car produit à partir du méthane d'origine fossile, ce qui entraîne au moins 2 % des GES à l'échelle globale (Vezzoni, 2024).

Dans les faits, la production, le stockage, le transport et les usages de l'hydrogène, y compris de sources renouvelables, ne sont pas sans poser des problèmes énergétiques, sociaux et écologiques significatifs.

D'un point de vue climatique, l'hydrogène est un puissant GES indirect lorsqu'il n'est pas brûlé. Lorsqu'il se combine à d'autres GES, entre autres le méthane, l'hydrogène augmente leur potentiel de réchauffement. Les fuites d'hydrogène, potentiellement importantes en raison de sa volatilité, pourraient ainsi accentuer la crise climatique (Eberhardt, 2023; Ocko et Hamburg, 2022). Par ailleurs, sa combustion normale pour un usage dans des centrales thermiques, des chaudières ou des fournaies, produit également des oxydes d'azote (NO_x), toxiques pour les poumons et à l'origine des pluies acides, ce qui pourrait par ailleurs affecter de manière disproportionnée les populations urbaines pauvres (Lewis, 2021).

Sa production par électrolyse implique des pertes électriques de 32 % (Ueckerdt *et al.*, 2021). Par ailleurs, du point de vue de l'analyse de cycle de vie, la production actuelle d'hydrogène vert n'est pas sans émissions de GES, en particulier si on inclut les émissions liées à son transport (de Kleijne *et al.*, 2024). Il a de surcroît d'autres implications écologiques significatives : accaparement des terres pour l'installation des panneaux solaires et des éoliennes, utilisation d'importantes quantités d'eau pour le procédé (entre 9 et 25 kg d'eau par kilo d'hydrogène produit) et de minéraux critiques pour l'électrolyseur (notamment lanthanum, yttrium, indium, nickel) (Cremonese *et al.*, 2023). Enfin, plusieurs pays identifiés comme de futurs producteurs d'hydrogène, en plus de subir des conditions extrêmes de stress hydriques, sont encore loin d'avoir décarboné leur système électrique (Chili, Maroc, Arabie Saoudite), tandis que d'autres, comme la Namibie, importent le plus gros de leur consommation, car il manque tout simplement d'électricité (Corporate Europe Observatory,

2023)¹⁰. Produire de l'hydrogène à partir de parcs solaires et éoliens *off-grid*, afin qu'il soit bel et bien labellisé comme « vert », pourrait donc rentrer en concurrence avec la satisfaction d'autres besoins énergétiques locaux (décarbonation du système électrique, fiabilité du réseau électrique ou simple accès à l'électricité). Quant à sa production « bleu », soit à partir du méthane combiné avec des dispositifs de capture de carbone, les émissions de GES associées sont encore très élevées, notamment parce que les technologies de capture du carbone enregistrent encore des résultats bien en deçà des attentes (Schlissel et Juhn, 2023).

Une fois produit, cet hydrogène doit pouvoir être stocké et transporté, ce qui implique également des coûts énergétiques importants, car l'hydrogène a la plus basse densité énergétique relativement à son volume, à température et pression normales (Bhandari et Shah, 2021). Il existe plusieurs façons de stocker l'hydrogène : le comprimer dans des bouteilles de gaz, le liquéfier à -253 °C, le combiner dans des hydrures métalliques, ou le placer dans un vecteur d'hydrogène organique liquide (*Liquid organic hydrogen carrier*, LOHC). En fonction des techniques, les pertes énergétiques peuvent se situer entre 10 % (compression) et 40 % (liquéfaction) (Abdalla *et al.*, 2018). Il peut par ailleurs être stocké dans de grands réservoirs, dans le réseau de gaz fossile ou éventuellement dans des cavernes, telles que des aquifères, des roches salines ou d'anciennes mines (Bhandari et Shah, 2021).

Le transport de l'hydrogène sous sa forme pure pose d'importants problèmes. Par bateau, il doit être comprimé ou transformé. Il peut être transformé sous forme d'ammoniaque (très toxique) et requiert alors des navires-citernes pour produits chimiques (*liquid bulk chemical tankers*) (Van de Graaf *et al.*, 2020). La conversion puis le craquage pour retrouver l'hydrogène impliquent des pertes de 30,5 % de l'hydrogène, ce qui signifie que la production d'hydrogène doit augmenter de 55 % pour fournir la même quantité d'hydrogène par rapport à une situation sans conversion en ammoniaque (de Kleijne *et al.*, 2024).

¹⁰ Plusieurs violations des droits humains ont également été constatées en lien avec les projets d'hydrogène vert. Le Corporate Europe Observatory s'inquiète que la production d'hydrogène vert ne mène à donner de la légitimité à nombre de régimes répressifs. Eberhardt, P. (2023, mars). *Germany's great hydrogen race, The corporate perpetuation of fossil fuels, energy colonialism and climate disaster*. Corporate Europe Observatory. https://corporateeurope.org/sites/default/files/2023-03/Germany%E2%80%99sGreatHydrogenRace_CEO.2023.pdf

Pour un transport par pipeline, il exige des pipelines plus résistants que les standards utilisés pour le gaz fossile, car les atomes d'hydrogène sont très volatiles et peuvent dégrader les matériaux. Les pipelines en acier de type X80, largement utilisé dans l'industrie, ont déjà subi des dégradations dues à l'ajout d'hydrogène dans leur mix gazeux (Szabo, 2020).

Ses usages posent également une série de défis. En raison de son caractère hautement inflammable, il n'est pas certain qu'il puisse être facilement utilisé dans des centrales thermiques alimentées au gaz fossile. Si l'hydrogène est utilisé pour stocker de l'énergie électrique provenant d'une source renouvelable afin d'être reconverti en électricité par combustion, selon le processus P2H2P, l'ensemble du cycle entraînerait des pertes énergétiques évaluées entre 60 et 85 % (Egeland-Eriksen *et al.*, 2021). Quant à l'usage dans des piles à combustibles, notamment pour les transports routiers, il implique des pertes importantes relativement à l'électrification directe. En produisant de l'électricité à partir de la réaction chimique de l'hydrogène et d'un oxydant, ce type de pile peut dépasser la densité de puissance des batteries électriques, repoussant ainsi la portée des véhicules. Cependant, alors qu'une voiture électrique convertit environ 80 % de l'électricité en mouvement, ce rendement chuterait à 38 % pour les véhicules à pile à combustible (Baxter, 2020). Ces faibles rendements donnent un clair avantage aux véhicules à batteries, en particulier les plus petits¹¹.

Les difficultés liées à son transport et à certains usages pourraient être surmontées par sa synthèse avec d'autres molécules, en particulier avec du CO₂, pour en faire des *e-fuels*, des carburants gazeux ou liquides, similaires à des carburants fossiles comme le méthane, l'essence, le kérosène et le diesel. Ce CO₂ proviendrait soit des procédés de capture des rejets de carbone des industries (*Carbon Capture and Usage*, CCU) ou de l'atmosphère (*Direct Air Capture*, DAC). Dans le premier cas, il n'en demeure pas moins que la réutilisation du CO₂ par sa deuxième combustion sous forme de carburants synthétiques ne peut que réduire les émissions sans arrêter le flux net

¹¹ En 2018, un nombre significatif de dirigeants d'entreprises dans le monde croyaient que l'avenir des véhicules privés était du côté de cette technologie, plutôt que des batteries électriques Szabo, J. (2020). Fossil Capitalism's Lock-ins: The Natural Gas-Hydrogen Nexus. *Capitalism Nature Socialism*, 1-20. <https://doi.org/10.1080/10455752.2020.1843186> . Les constructeurs automobiles japonais Honda et Toyota ont d'ailleurs fait le pari que ces piles à combustibles allaient dépasser les batteries électriques, surtout en portée. Van de Graaf, T., Overland, I., Scholten, D. et Westphal, K. (2020). The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen. *Energy Research & Social Science*, 70, 101667. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101667> . Le modèle Mira 2023 de Toyota (commercialisé dès 2014) a déjà une portée d'environ 647 km avec une charge d'une durée de 3 à 5 minutes, ce qui rendait son profil d'usage comparable à celui des automobiles à essence.

d'émissions. Quant à la captation atmosphérique, il paraît préférable pour réduire les émissions nettes, mais requiert plus d'énergie.

Ces carburants synthétiques présentent toutefois des caractéristiques qui en font de parfaits substituts aux carburants fossiles : densité énergétique élevée, possibilité de stockage, transportabilité et combustibilité. Si l'électrolyse permet l'amélioration de la valeur d'usage de l'électricité par sa transformation en hydrogène, l'ajout du carbone permet de lever les obstacles quant à la manipulation de l'hydrogène. Les *e-fuels* acquièrent ainsi une versatilité qui auraient le potentiel d'étendre l'électricité solaire et éolienne à tous les usages plus difficiles à décarboner (*difficult-to-decarbonize sectors*): de l'aviation longue distance au besoin en matière première de l'industrie chimique, en passant par les processus industriels à haute température, le transport routier et maritime de marchandises sur de longues distances et le stockage d'énergie à long terme, ces carburants constituent des solutions dites *drop-in*, car elles permettraient de maintenir la plupart des convertisseurs énergétiques fonctionnant aux carburants fossiles, y compris les voitures et camions à moteurs thermiques. Ces carburants seraient surtout clés pour maintenir les usages des bateaux de longue distance et des avions, en raison de leur plus grande densité énergétique massique comparativement aux batteries électriques (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2021, p. 184). Bref, ces carburants ont le potentiel de lever tous les obstacles biophysiques liés aux sources solaire et éolienne, de même que les limitations techniques de l'électricité.

Ces carburants peuvent par ailleurs être transportés dans des pétroliers (*tankers*) et dans des ports standards (Van de Graaf *et al.*, 2020), dans les terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL) et dans les pipelines standards (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2021, p. 193). Cependant, cette transportabilité supérieure et ces usages plus étendus se paient encore une fois d'importantes pertes énergétiques. La production de carburants synthétiques accroît les pertes d'électricité jusqu'à un minimum de 60 %. Tous usages confondus, l'efficacité énergétique des carburants synthétiques est évaluée entre 10 et 35 %, ce qui signifie qu'ils requièrent globalement de 2 à 14 fois plus d'électricité de source renouvelable comparativement à un usage direct de l'électricité. Dans les moteurs à combustion interne (pour les véhicules ou pour les turbines au gaz), l'efficacité énergétique est de seulement 10 %, elle augmente à 20 à 35 % pour les usages de température élevée (au-dessus de 100°C) et peut atteindre jusqu'à 35 % pour la production de chaleur de basse

température (moins de 100°C) (Ueckerdt *et al.*, 2021). Par ailleurs, pour l'usage des carburants synthétiques dans le secteur des transports, en raison des pertes énergétiques importantes à chaque étape de conversion, il faudrait attendre que le système électrique soit alimenté de 90 à 100 % de sources renouvelables avant que les carburants synthétiques ne produisent des émissions moindres que celles des carburants fossiles. En outre, même avec un système électrique alimenté à 100 % d'énergie renouvelable, dans le secteur de l'aviation, là où les carburants synthétiques pourraient jouer un rôle majeur, la réduction des émissions de GES ne pourrait être que de 30 %¹² (Ueckerdt *et al.*, 2021).

1.4 Quel est le régime énergétique du capitalisme ?

Afin d'éviter des bouleversements importants des circuits de circulation, de production et de consommation, il semble que le capital doive se porter à la recherche de moyens techniques permettant de maintenir un système énergétique qui conserverait les avantages des carburants fossiles, mais avec d'autres sources et formes énergétiques renouvelables. Un de ces moyens pourrait bien être l'hydrogène vert et ses dérivés.

Si cette configuration de la transition est atteignable, se pourrait-il alors que la dépendance identifiée par les théoriciens du capitalisme fossile ne concerne pas la nature *fossile* des énergies, mais des attentes particulières de l'accumulation capitaliste envers des fonctions *générales* de l'énergie en tant que valeur d'usage ? Autrement dit, se pourrait-il que le capitalisme soit dépendant non pas des énergies fossiles en tant que telles, mais d'un *régime énergétique* particulier, certes façonné historiquement à partir des énergies fossiles, mais dont les caractéristiques seraient détachables analytiquement des hydrocarbures ?

Notre hypothèse, défendue dans cette thèse, se veut complémentaire à celle du capitalisme fossile. Elle consiste à soutenir que le capitalisme serait dépendant non pas des énergies fossiles elles-mêmes, mais d'un certain régime énergétique. Poser la question de la dépendance du capitalisme envers un régime énergétique singulier suppose de résoudre la question générale suivante : *comment caractériser le rapport structurel du capitalisme à l'énergie depuis l'industrialisation*,

¹² Principalement en raison des impacts d'autres gaz que le CO₂, qui représentent environ les deux tiers du forçage radiatif net total dû à l'aviation.

dans les principaux centres d'accumulation ? Il s'agit d'établir les caractéristiques spécifiques du régime énergétique capitaliste, entendu ici comme l'ensemble des propriétés de l'énergie en tant que valeur d'usage adaptée à cette structuration sociale. Dessiner les contours de ce régime énergétique nous permettrait de mieux comprendre les contraintes capitalistes qui pèsent sur la direction de la transition énergétique. En revanche, plutôt que tenter d'établir ce rapport structurel à partir de nouvelles recherches historiques – comme l'a fait Malm (2016), nous proposons de comprendre ce régime énergétique à travers une analyse du projet capitaliste de transition énergétique hors des carburants fossiles. En révélant les exigences capitalistes quant à la forme que doit prendre cette transition, nous pourrions établir les éléments de continuité entre la phase fossile et la possible phase « renouvelable » du régime énergétique.

Le projet capitaliste de la transition, s'il permet de résoudre la question climatique, aura d'autres implications socioécologiques qu'il faut anticiper et évaluer. Plutôt que de concevoir seulement les énergies renouvelables comme de potentielles contradictions au développement capitaliste, nous chercherons plutôt à comprendre, la direction souhaitée du développement capitaliste des énergies renouvelables *en tant qu'elles pourraient frapper d'autres contradictions socioécologiques.*

La sortie des carburants fossiles peut prendre plusieurs voies, avec une diversité d'implications sociopolitiques, en fonction de l'évolution des rapports de force qui traversent la société¹³. Nous

¹³ La trajectoire paraît encore ouverte entre deux grandes voies opposées de développement des énergies renouvelables, l'une fondée sur un contrôle monopolistique de méga-projets énergétiques, l'autre articulant un secteur démocratisé constitué de sources énergétiques diverses, possédé publiquement et géré de manière décentralisée. Abramsky, K. (2010). Racing to "Save" the Economy and the Planet : Capitalist or Post-capitalist Transition to a Post-Petrol World? Dans K. Abramsky (dir.), *Sparkling a worldwide energy revolution : social struggles in the transition to a post-petrol world* (p. 5-30). AK Press. <http://site.ebrary.com/id/10409145>, Müller, T. (2013). *Of Energy Struggles, Energy Transitions and Energy Democracy*. Rosa Luxemburg Stiftung. Récupéré le 10 juillet 2020 de <https://www.zeitschrift-luxemburg.de/of-energy-struggles-energy-transitions-and-energy-democracy1/> Le cadrage de cette tension en termes de centralisation et de décentralisation doit être croisée à celle des formes de propriété. Il est en effet envisageable de voir se développer des mégaprojets centralisés privés autant qu'étatiques. Huber, M. (2022). *Climate change as class war : building socialism on a warming planet*. Verso. De même qu'il n'est pas exclu que la décentralisation de la production d'énergie (par l'installation de panneaux solaires sur les toits, par exemple) soit gérée et distribuée par des communs, par l'État ou par des corporations privées. Dardot, P. et Laval, C. (2014). *Commun essai sur la révolution au XXIe siècle*. La Découverte. Pour les corporations privées, cela impliquerait certes une rupture dans leurs modèles d'affaires, mais les conseillers stratégiques en investissement y voient déjà des opportunités d'affaires Klose, F., Kofluk, M., Lehrke, S. et Rubner, H. (2010). *Toward a Distributed-Power World, Renewables and Smart Grids Will Reshape The Energy Sector*. The Boston Consulting Group. Récupéré le 9 janvier 2025 de https://web-assets.bcg.com/img-src/BCG_Toward_Distributed-Power_World_Jun_2010_tcm9-117376.pdf Ces possibilités débordent cependant le cadrage plus spécifique de notre thèse.

cherchons à mieux comprendre qu'elle est la voie privilégiée par une certaine frange de la classe capitaliste, et, à travers son point de vue, ce qui permettrait de maintenir l'ordre social capitaliste dans son ensemble. S'il existe une possibilité socio-économique du maintien du capitalisme malgré la sortie des carburants fossiles – ce qui impliquerait de surmonter les enjeux de rentabilité évoqués plus tôt –, alors cette possibilité est attachée à un régime énergétique avec des caractéristiques détachables des carburants fossiles. Quel est ce régime ? De quoi est-il fait ? Quelles en sont les possibles conséquences socioécologiques ? Cette thèse se propose de répondre à ces questions.

SECTION 1 : APPROCHE THÉORIQUE ET MÉTHODOLOGIQUE

CHAPITRE 2

Économie politique critique et écologie sociale de l'énergie dans le capitalisme avancé

Notre cadre théorique croise le marxisme écologique et la socioéconomie écologique, en droite ligne avec les rapprochements récents entre ceux deux courants (Douai, 2017; Douai et Plumecocq, 2017). Dans ce chapitre, nous présentons brièvement notre compréhension du rapport nature-société, puis nous développons les concepts nous permettant de saisir adéquatement le rapport entre énergie et capitalisme. Soulignons d'entrée de jeu que ce cadre s'inscrit résolument dans une perspective *critique*, dans le sens où les rapports sociaux existants sont considérés dans leur contingence historique et conçus comme un terrain de luttes ouvrant à de possibles transformations émancipatrices.

2.1 Les relations sociétales à la nature

Dans le cadre de cette thèse, nous adoptons l'approche des *relations sociétales à la nature* (Görg, 2011). Elle a l'avantage de prendre en compte la dimension matérielle concrète aussi bien que la dimension symbolique et culturelle de ces relations.

Selon cette perspective, toute l'histoire humaine est médiatisée par la nature. La société est toujours *dans la nature* à partir de laquelle elle émerge et dont elle dépend de manière asymétrique (monisme de substance). Cependant, les *propriétés sociales demeurent irréductibles à celles de la nature* (dualisme de propriété). Autrement dit, il est inutile d'invoquer les propriétés physico-chimiques du cerveau pour comprendre les rapports sociohistoriques bien que ces derniers ne puissent émerger ultimement qu'à partir de cette base naturelle (Malm, 2020, p. 65). Cette dépendance asymétrique envers la nature, au fondement ontologique du *besoin*, explique pourquoi le contrôle et l'accès à ces « ressources », par le biais de la *production* et de la *reproduction* sociale, sont déterminants dans les relations sociales. Cette position *réaliste* reconnaît la nature comme un ensemble de structures matérielles et de processus qui sont *indépendants de la conscience humaine* et dont les forces et le pouvoir causal sont des *conditions nécessaires* de toute pratique humaine (puisque'elle aussi matérielle). Ce réalisme n'en est pas moins *critique*, dans la mesure où il considère nécessaire une démarche réflexive sur les conditions sociales du savoir scientifique et de

la connaissance en général, en tant qu'elles médiatisent leurs objets, de même que sur les rapports sociaux favorisent ou non la mobilisation des forces naturelles.

Dans son rapport à la nature, la société se maintient et se reproduit matériellement par un certain *métabolisme*, soit un flux de matière et d'énergie extrait, transformé, accumulé puis rejeté (Haberl *et al.*, 2019). Ce métabolisme social peut témoigner, par des mesures quantitatives, du poids matériel d'une société sur les sources, les puits et l'appropriation des surfaces, de même que de la dépendance de certaines sociétés envers l'importation de flux venant d'autres régions du monde. Sur la base des apports de la thermodynamique, il permet également de rappeler, au-delà des mesures monétaires, que tout processus social de production économique implique la consommation de *stocks* épuisables, des rejets nécessaires et un processus irréversible de dégradation (Torasan Mayumi, 2017).

Par ailleurs, la nature revêt toujours quelque chose de *non-identique* (Adorno, 1978) : elle a une forme d'indépendance ou d'autonomie dont certains éléments échapperont toujours à la tentative de maîtrise humaine (technique ou cognitive). En tant que condition préalable des activités sociales, la nature englobe un ensemble d'impacts potentiels et de contextes qui peuvent être socialement malléables, mais qui échappent à un contrôle et une organisation *dans leur globalité*. Cette position converge avec la prise en compte par l'économie écologique de la science des écosystèmes qui reconnaît la radicale *incertitude*, *ignorance* et *complexité* des processus naturels, principalement en raison de leurs interrelations dynamiques (Spash et Smith, 2019). Les changements climatiques illustrent bien les limites du contrôle humain sur la nature (sa *non-identité* au système éconómico-technique et à nos capacités cognitives) et la dépendance asymétrique des humains envers elle.

Dans cette perspective, la nature et la société ne sont pas deux entités homogènes, mais sont imbriquées dialectiquement et sont médiatisées par des processus qui opèrent à différentes échelles spatiales (local, global) et dans différents domaines (nourriture, transport, vêtements). Cette nature n'est pas un simple objet extérieur, mais est toujours socialement aménagée ou transformée *matériellement* par des pratiques économiques et techniques et *symboliquement* construite par des interprétations culturelles, y compris par le discours scientifique. Elle peut être perturbée, déstabilisée, changée, mais pas *créée*, *produite* ou *construite* au sens fort (Malm, 2020, p. 73). Ainsi, société et nature constituent les deux pôles différenciés d'une relation de médiation

processuelle. Ce qui implique de saisir que les tentatives de maîtrise de la nature – irréductible à un véritable contrôle global – sont toujours médiatisées par des formes de dominations ou d’oppressions sociales, auxquelles ces relations à la nature contribuent par ailleurs (Görg, 2011, p. 48).

2.1.1 L’énergie comme contrainte des sociétés

Comment employer cette approche des relations sociétales à la nature relativement à la question spécifique de l’énergie ? Cela nous amène à une synthèse critique de la perspective de *l’énergétique sociale* et du *constructivisme énergétique*.

Selon la perspective de l’énergétique sociale (*societal energetics*), l’énergie exerce un effet de *détermination, de conditionnement ou de limitation sur les rapports sociaux*. Selon cette approche dominante dans le champ de sciences sociales, il faut prendre la mesure du fait que la quantité, la qualité, la forme et la distribution spatio-temporelle de l’apport énergétique établissent des limites à la taille d’une population, à la complexité sociale et conditionne l’organisation des institutions, des dispositifs de conversion et des infrastructures matérielles (Boyer, 2015).

L’économie écologique s’inscrit aussi dans cette perspective, car elle défend la nécessité de repenser l’économie à l’intérieur des limites biophysiques finies de la terre (Douai et Plumecocq, 2017). Cette école économique, en particulier la branche biophysique (Hall et Klitgaard, 2018), insiste sur les implications de la thermodynamique sur la compréhension des processus économiques. L’intégration de la perspective thermodynamique permet d’inférer cinq implications économiques pour la durabilité écologique: 1) puisque la matière-énergie ne peut être créée, le stock de ressources sur la Terre peut devenir entièrement inutilisable (car dissipé par la consommation); 2) ce qui a été produit ne peut être totalement détruit, provoquant donc nécessairement une forme ou une autre de déchets; 3) en raison de l’entropie, tout processus de production constitue un processus de dissipation de l’énergie (et de dissémination de la matière) irréversible rendant impossible le recyclage de l’énergie; 4) l’amélioration de l’efficacité énergétique est théoriquement limitée par un maximum thermodynamique qui ne peut être dépassé; 5) la croissance économique a des limites ultimes dans la mesure où elle requiert de l’énergie, puisque l’énergie en tant que

stock est finie, tandis que l'énergie en tant que *flux* (solaire) a un débit qui ne peut être accéléré¹⁴ (Torasan Mayumi, 2017).

Relativement à notre problématique, l'approche de l'économie écologique nous fournit des outils pertinents pour évaluer les possibles contradictions des plans de transitions capitalistes, par une évaluation de leurs dimensions matérielles (thermodynamiques), notamment par ses analyses quantitatives en termes de taux de retour énergétique (EROI) et de surface des terres nécessaires.

2.1.2 L'énergie comme produit social du capitalisme

En revanche, comme le soutient la critique constructiviste, l'énergétique sociale peut tendre à soutenir une forme de *déterminisme* énergétique ou technique, qui a le défaut d'exagérer la portée causale de l'énergie sur les processus sociaux. Les ressources énergétiques ne peuvent avoir de véritables « pouvoirs » *en dehors des configurations sociales et techniques particulières dans lesquelles elles sont prises*. Si l'énergie a certes une réalité extérieure aux significations sociales, elle n'est exploitée à l'intérieur d'une société que dans la mesure où son usage revêt une certaine signification (ou valeur), de même qu'elle ne peut être extraite et utilisée sans des infrastructures, des savoir-faire et des institutions qui la conditionnent (Boyer, 2015).

Dans cette perspective, il convient de souligner que l'énergie est devenue un phénomène *social* (pas physique) seulement à partir du moment où elle a été intégrée aux pratiques sociales et conceptualisée scientifiquement. L'énergie avait évidemment des effets réels sur les sociétés *avant* sa conceptualisation, mais elle s'est mise à avoir des effets *significativement différents* dès lors qu'elle a été l'objet d'un savoir techno-scientifique, puisqu'elle devenait désormais une ressource recherchée pour elle-même. Or, ce phénomène est relativement récent dans l'histoire de l'humanité et n'a commencé à être significatif qu'à partir du XIX^e siècle, *dans le contexte du capitalisme industriel*.

¹⁴ Même avec une croissance mondiale de 2 % par année, la consommation totale d'énergie atteindrait théoriquement la limite (immensément éloignée) du total de l'énergie solaire disponible en moins de 400 ans. Glucina, M. D. et Mayumi, K. (2010). Connecting thermodynamics and economics : Well-lit roads and burned bridges. *Annals of the New York Academy of Sciences*, 1185(1), 11-29. <https://doi.org/10.1111/j.1749-6632.2009.05166.x>

En effet, le concept d'énergie doit en grande partie son émergence à la généralisation des rapports sociaux de production capitaliste. La diffusion du travail salarié et la contrainte capitaliste à l'augmentation constante de la productivité furent en effet déterminant sur l'élaboration de la thermodynamique (Daggett, 2019). De fait, c'est sur la base du concept de « travail » que va se constituer le sens moderne du concept d'énergie, dans un contexte où le terme « travail » revêt de plus en plus le sens d'une activité quotidienne *indifférenciée* permettant de subsister (Rey, 1992), cristallisant dans le langage le concept de *travail abstrait* propre aux rapports sociaux capitalistes (Postone, 2009). En physique, le concept de travail est utilisé entre 1780 et 1830 et fournit le référent à partir duquel réfléchissent les ingénieurs de machines. Les précurseurs de la thermodynamique, les ingénieurs français Coulomb, Navier et Coriolis, établissent le « travail » en tant que grandeur de la mécanique sur la base d'une équivalence du travail humain et du travail de la machine et cherchent à en maximiser l'utilisation productive, et ce, *indépendamment de la nature concrète de ce travail* (Vatin, 1993, p. 42-69). Sur la base de cette élaboration énergétique du concept de travail, la thermodynamique va développer une nouvelle vision scientifique de l'univers comme d'une matière continuée possédant une énergie cinétique (Smith, C., 1998, p. 3). Or, cette conception cosmologique, rendue possible par la découverte des lois de conservation de l'énergie entre 1837 et 1847, s'est élaborée sur la base des problèmes pratiques des machines à vapeur visant à maximiser la conversion de chaleur en travail utile (Kuhn, 1969; Smith, C., 1998, p. 66). Cette obsession pour le perfectionnement du « travail » énergétique des machines à vapeur et pour l'élimination du gaspillage (*waste*) (Mayrargue, 2010) n'était pas gratuite, mais répondait à la généralisation des contraintes de l'accumulation capitaliste qui se répandaient en Europe et qui ont fait du travail abstrait une réalité de plus en plus hégémonique (Aumercier, 2021, p. 136-137)¹⁵. La thermodynamique a contribué à l'élaboration d'une conception productiviste et économiciste de la nature, entendue comme vaste usine et réservoir de production potentielle (Illich, 2009; Rabinbach,

¹⁵ Dans le contexte culturel de James Watt, de James et William Thomson (Lord Kelvin), cette quête d'efficacité et d'élimination du gaspillage était aussi grandement influencée par la conception économique presbytérienne de la rareté. La conception presbytérienne de l'économie, aussi importante dans les soubassements culturels de l'éthique capitaliste Weber, M. (1964). *L'Éthique protestante et l'esprit du capitalisme. Suivi de Les Sectes protestantes et l'esprit du capitalisme*. Plon. , était en effet guidée par la recherche de la maximisation des vertus du travail utile et par la minimisation des vices de l'oisiveté et du gaspillage Smith, C. (1998). *The science of energy : a cultural history of energy physics in Victorian Britain*. The University of Chicago Press. .

2004, p. 103), *parce que les contraintes à l'accumulation capitaliste faisaient déjà de la productivité économique la principale visée des acteurs sociaux.*

Ce nouveau concept scientifique d'énergie bouleversait complètement les représentations sociales dominantes à l'époque. L'idée d'établir une relation d'équivalence et de commensurabilité entre la chaleur et l'énergie mécanique n'avait jamais été envisagée par les gens du XVIII^e siècle : « the notion that a horse pulling a treadmill and a coal fire heating a lime kiln were in some sense doing the same thing would have appeared absurd to them (Mokyr, 1993, p. 20). » Avant le XIX^e siècle, l'énergie existait bien comme réalité extérieure, mais *pas comme représentation sociale* et par conséquent comme objet de convoitise du capitalisme industriel : il n'existait pas d'énergie comme marchandise, ni de secteur ou de compagnies énergétiques (Lohmann, 2020). Avant le développement massif de l'usage du charbon dans les machines à vapeur qui va propulser la Révolution industrielle, les sociétés agraires ne disposaient pas de concept comme celui d'énergie pour exprimer des phénomènes aussi distincts que la chaleur, la nourriture, le travail, la lumière, le mouvement de l'eau et du vent. Il a fallu la mise en place des convertisseurs énergétiques thermiques pour que se généralisent ses relations d'équivalence (Sieferle, 2010, p. 19-20). Pour que l'énergie apparaisse comme un véritable objet social, il a fallu que se mette en place une infrastructure industrielle opérant une conversion constante de l'énergie chimique en énergie mécanique, puis éventuellement en énergie électrique : il fallait que la chaleur dégagée par la combustion du charbon soit mobilisée à des fins mécaniques, en raison *d'un processus économique constamment contraint par des exigences de rentabilité*. On comprend ainsi que *l'énergie est sociohistoriquement indissociable de l'avènement de l'industrialisation capitaliste*.

D'un point de vue réaliste, l'énergie existe indépendamment de l'histoire humaine et exerce certains effets sur celle-ci; d'un point de vue constructiviste, l'énergie est apparue comme une « chose », lorsqu'elle est devenue une marchandise productive pour le capital, à partir du XIX^e, et s'est ainsi mise à exercer un effet inédit sur l'histoire humaine, *précisément* parce qu'elle répondait à certaines exigences de l'organisation capitaliste.

Nous adoptons ainsi une version « faible » de la perspective de l'énergétique sociale, entrevoyant l'énergie comme *contrainte matérielle* qui pèse sur l'écologie humaine, mais qui laisse ouverte la possibilité d'une multiplicité de formes sociopolitiques à partir d'une même situation énergétique.

Nous concevons l'énergie comme une *condition de possibilité matérielle* et non comme exerçant un pouvoir de détermination immédiat sur les rapports sociaux. Contrairement à la lecture de certains partisans de l'énergétique sociale (Debeir *et al.*, 2013; Smil, 2017), notre thèse n'a par ailleurs pas de prétention à comprendre le rapport entre énergie et société *de manière transhistorique*, mais se limite à comprendre le rapport particulier du capitalisme à l'énergie, *précisément parce qu'il n'est pas sociologiquement juste de parler d'« énergie » du point de vue des sociétés précédant l'industrialisation (capitaliste)*.

2.2 Le capitalisme comme mode de production et régime socioécologique

Depuis au moins trois siècles, les relations sociétales à la nature sont déterminées essentiellement par la dynamique du capitalisme (Fraser, 2021). D'après Marx (Marx, 1993), le capitalisme constitue une totalité sociale contradictoire dont la spécificité historique consiste dans la *dépendance systématique au marché* et par le fait même au circuit monétaire. Conformément à ce que défend l'école du « marxisme politique » dont nous nous inspirons ici, cette dépendance sociale au marché (par la marchandisation du travail, de la terre, des biens, du crédit, de l'immobilier) a été produite par un long et complexe processus historique de dépossession et de consolidation institutionnelle de la propriété privée « absolue » des moyens de production (*accumulation primitive*) (Wood, 2009). Il est ainsi possible de parler de capitalisme au singulier dans la mesure où, malgré les particularités politiques et culturelles de chaque société, une certaine logique unifiante liée aux rapports de production s'impose sur la reproduction et le développement de l'ensemble des sociétés à l'échelle globale¹⁶. La dépendance sociale au marché provoque une contrainte structurelle à l'accumulation monétaire et à la marchandisation qui s'impose à l'ensemble des acteurs sociaux (Postone, 2009), mais dont le développement historique est porté par des acteurs collectifs – les classes sociales. Le processus historique de dépossession – qui se

¹⁶ Notre cadre d'analyse se distingue de la perspective de l'École de la régulation (Boyer, 2004) pour laquelle il existe plusieurs régimes d'accumulation et modes de régulation et qui, dans sa lecture historique des capitalismes, insiste sur l'évolution des institutions plutôt que sur l'évolution des rapports sociaux de propriété. Dans la lignée de Wood et Brenner, il nous paraît plus juste de considérer que ces rapports sociaux, une fois établies, imposent certains comportements aux acteurs, qui, agrégés, se traduisent par des tendances qui distinguent le capitalisme des autres types de mode de production. De même, les rapports sociaux capitalistes forment un champ qui limite l'émergence et la reproduction d'institutions économiques spécifiques. En cela, il demeure pertinent de saisir le capitalisme comme une structure sociale traversée par des tendances générales similaires peu importe le contexte national ou la forme institutionnelle particulière de son économie. Voir : Brenner, R. et Glick, M. (1991). The Regulation Approach: Theory and History. *New Left Review*, 1(188), 45-119. <https://doi.org/10.64590/mq3>

poursuit toujours – produit d’un côté une classe capitaliste dominante dont le pouvoir découle de son monopole sur les moyens de production, et de l’autre, une classe salariée, dépendante et subordonnée à la première en raison de sa séparation des moyens de subsistance et de production. Autrement dit, les membres de la classe salariée ne peuvent pas utiliser de manière autonome leur force de travail, puisqu’ils doivent la vendre à un capitaliste pour que celle-ci s’actualise (Fischbach, 2009). En retour, les salariés peuvent accéder à l’argent nécessaire pour se procurer, sur le marché, leurs biens de consommation. Le contrôle privé sur les moyens de production confère donc à la classe capitaliste la capacité sociale de mettre au travail ceux qui en sont dépourvus, dans le but d’en tirer ultimement un profit par la vente des marchandises, dont la valeur a été pour l’essentiel produite par l’exploitation du travail (et par l’appropriation gratuite et non-réciproque des « ressources naturelles »). Les capitalistes sont toutefois eux-mêmes soumis à la même dépendance systémique au marché pour pouvoir s’approvisionner et pour écouler leurs marchandises. Cette dépendance les contraint à une course incessante à l’accroissement des profits qui doivent aussitôt être réinvestis (contrainte à l’accumulation), ce qui se répercute en une augmentation de l’exploitation du travail.

La contrainte à l’accumulation peut prendre la forme de stratégies *intensives* soit la course à l’augmentation de la productivité, qui, par l’élargissement de la production (*reproduction élargie*), engage une spirale où l’accumulation grandissante de capital se réalise au travers de l’accélération de la ponction matérielle sur la nature et l’intensification de l’exploitation du travail. Cette course peut aussi revêtir des formes *extensives* par divers processus d’*expropriation* (accumulation par dépossession), visant à redéfinir des éléments sociaux ou naturels comme exploitables et à en extraire ce qui peut avoir de la valeur d’échange, sans contrepartie ou respect des rythmes des écosystèmes. Ce processus extractif implique simultanément des formes d’expropriation et de violence contre les communautés humaines et leurs moyens de reproduction sociale. Il vise notamment les peuples autochtones ou marginalisés, par un travail de production de frontières raciste et sexiste, ayant entre autres pour fonction de justifier des formes d’expropriation (Fraser, 2021, p. 106). Cette expropriation n’est pas seulement une condition historique de l’avènement du capitalisme (l’*accumulation primitive*), mais désigne un processus toujours renouvelé qui permet de soutenir l’accumulation.

Le détour par la production marchande et sa matérialité est nécessaire à l'accumulation du capital, car c'est sur la base de cette interaction métabolique (*Stoffwechsel*) entre la nature et le travail humain qu'est produite la marchandise, dont la fonction capitaliste est de produire de la *survaleur* (produite par l'*exploitation* du travail et le pillage des processus naturels), dont la réalisation suppose l'échange marchand (valeur d'échange). Dans la production, les ressources de la nature, sous forme de matériaux bruts, de machines ou d'énergie, sont mises en forme par le travail humain pour produire les marchandises dont la valeur d'échange devra, en fonction de l'impératif du profit qui s'impose aux capitalistes, être supérieure à la somme d'argent investie initialement. Dans ce processus de production, l'énergie est consommée pour faire fonctionner les machines en se dissipant dans l'opération, soit – en termes thermodynamiques – en augmentant l'entropie.

À partir de la Révolution industrielle, la société capitaliste a provoqué une rupture qualitative et quantitative dans le rapport métabolique entre nature et société. Aucune société avant le capitalisme n'a déployé une dynamique de rupture métabolique avec les cycles biogéophysiques avec une telle ampleur géographique et une telle intensité (Foster *et al.*, 2011). Cette rupture écologique globale a pour fondement une relation sociétale à la nature historiquement spécifique au capitalisme. Le capitalisme conçoit la nature comme un ensemble de ressources dont l'économie *dépend*, en même temps qu'une entité ontologiquement *séparée* et ainsi dépourvue de valeur, que le capital s'approprie par extraction (*inputs*), en *nia*nt ces dégâts écologiques et en *déstabilisant* les capacités reproductives des écosystèmes qu'il utilise comme poubelle (*sinks*). Cette relation est structurellement sujette à des crises en raison de la contradiction fondamentale entre l'accumulation *infinie* du capital (permise par la circularité de l'investissement monétaire) et les dimensions socioécologiques sur laquelle elle s'appuie : l'irréversibilité de la dégradation matérielle et énergétique (entropie) (Pineault, 2023, p. 23), la stabilité des écosystèmes (Koch, 2017, p. 437), la dimension concrète et limitée des besoins humains (Fraser, 2021, p. 101). Le charbon a par exemple émancipé la production capitaliste d'une limite écologique, la limite des surfaces nécessaires pour la production agricole et le bois (Sieferle, 2010), mais en développant d'autres limites écologiques, cette fois-ci liées à la saturation des puits (*sinks, outputs*) et à l'épuisement des sources fossiles et minières (*inputs*). Ainsi, le capitalisme est structurellement porté à provoquer des crises sociales et écologiques (Fraser, 2014, 2016a, 2016b), ce dont témoigne notamment la crise climatique.

D'un point de vue global, la contrainte à l'accumulation provoque une dynamique de croissance économique, qui s'appuie nécessairement sur une intensification de la ponction matérielle, soit une intensification du rythme du métabolisme social. Par l'investissement, le capital en vient à se fixer en produisant des infrastructures matérielles; autant de stocks qui commandent à leur tour une série de flux de matières et d'énergie pour être utilisés et se reproduire. Plus ces stocks d'artefacts capitalisés s'accumulent, plus ils exigent des flux importants. Le capitalisme se déploie historiquement par l'établissement d'une série de structures sociales et matérielles qui ont pour effet de verrouiller des flux matériels (*lock-in*) et ainsi d'exacerber ses contradictions écologiques (Pineault, 2023, p. 12).

Cependant, contrairement à la conception de la seconde contradiction (O'Connor, 1994), nous ne considérons pas que ces contradictions écologiques, qui ont aussi des dimensions sociales, provoquent nécessairement une crise de l'accumulation au potentiel autodestructeur pour l'ensemble de la structure capitaliste. Certes, le capitalisme tend à dégrader les conditions sociales et écologiques de toute production, mais il n'existe pas de mécanisme de rétroaction directe entre ces dégradations et la valorisation du capital. Bien qu'un habitat terrestre minimalement habitable soit nécessaire à l'accumulation capitaliste, celle-ci peut être compatible avec un haut degré de dégradations écologiques et sociales. Les crises sociales et écologiques locales ont déjà menacé les profits de certaines industries et dans certains lieux, mais ne se sont pas traduites par de larges et permanentes crises de l'accumulation (Battistoni, 2023, p. 35). Au contraire, il est même possible d'observer que, lorsque le capitalisme frappe des frontières extractives et dissipatives, il a tendance à s'accumuler à ces deux points pour en contrôler les flux de matières et d'énergies, permettant ainsi de réagir activement à ses limites écologiques (Pineault, 2023, p. 51).

2.2.1 Le capitalisme comme producteur d'abstractions réelles : temps, travail et espace abstraits

Le capitalisme constitue par ailleurs une forme sociale spécifique en ce qu'elle produit et entretient des *abstractions réelles*. Il possède en effet une tendance fondamentale à donner vie à des catégories abstraites comme si elles étaient concrètes (Toscano, 2008), de telle sorte à ce que les individus soient « dominés par des abstractions [*Abstraktionen*] (Marx, 2011, p. 123) ». Plus précisément, ce sont les pratiques sociales qui tendent à rendre nécessaires certaines abstractions qui mènent en retour l'agir des individus.

Le capitalisme restructure le monde existant en fonction d'abstractions qui sont autant d'idéalisations qui s'imposent ainsi contre lui : la pratique sociale capitaliste « véhicule une vision *abstraite* du monde – impliquant des notions abstraites de temporalité et de spatialité – et s'oriente en fonction de *normes idéales*, d'*idéalisations*, qui naturellement ne peuvent pas se réaliser dans la réalité concrète, justement en raison de leur caractère “suprasensible” (da Hora et Jochum, 2020). »

La valeur constitue la principale abstraction qui domine et régule la vie sociale. La valeur est la forme spécifique que prend la richesse sous le capitalisme. Le capital constitue ce processus de « valorisation de la valeur », sans autre finalité extérieure ni limites intrinsèques puisqu'il vise « l'appropriation croissante de la richesse *abstraite* (Marx, 1993, p. 172)» et non la production de valeurs d'usage. En effet, le circuit du capital passe inévitablement par le détour et la production de marchandises, qui, par leur nature même, sont destinées à être vendues sur le marché. La forme valeur constitue l'assise fondamentale de la commensurabilité des marchandises sur le marché. Cette valeur prend racine non dans les dimensions matérielles et concrètes des marchandises, mais dans le fait qu'elles sont toutes des produits du travail (Marx, 1993, p. 84-85). Ce travail est dit « abstrait » dans la mesure où l'échange marchand, en égalisant *les produits* du travail, établit du même coup l'égalisation des différentes *activités* de travail. Leur forme *spécifiquement sociale* réside dans leur caractère de travail indifférencié, de « travail sans phrase » (Salama et Hai Hac, 1992, p. 10).

Les différents travaux acquièrent leur forme-valeur dans la mesure où ils sont mesurés par du temps. Seul le temps est une substance homogène, quantifiable, et fragmentable à l'infini capable de mettre sur un même pied d'égalité, dans l'échange marchand, la diversité des produits du travail concret. Ce type de temps est lui-même *abstrait*, il s'agit d'un « temps “vide”, homogène, continu, uniforme » et surtout « indépendant des événements », bien éloigné du temps concret, discontinu et immanent aux activités (le temps d'une journée, le temps d'une marche, la durée de la jeunesse, le temps nécessaire à la cuisson du riz) (Postone, 2009, p. 300). Ainsi, le temps abstrait permet la commensurabilité des travaux concrets et, par le fait même, donne sa consistance au travail abstrait.

L'appartenance des marchandises au royaume de la valeur est permise par leur réduction à une certaine quantité de temps de travail. Mais bien loin d'être simplement le temps investi à la production d'une marchandise discrète, la valeur d'une marchandise s'évalue à sa conformité à une

norme sociale, *le temps de travail socialement nécessaire*. Cette norme constitue une moyenne sociale qui est constamment redéfinie par le développement technologique des forces productives et qui dicte, à l'échelle sociale, la valeur des marchandises. Produisant en dessous de la cadence moyenne des forces productives, une entreprise se verrait dans l'impossibilité de retrouver sa valeur, puisque la valeur sociale des marchandises qu'elle vend dépend d'une norme sociale de productivité moyenne dont elle n'est pas maîtresse. En réalité, en raison de l'organisation concurrentielle de la production, cette norme n'est maîtrisée par aucun capitaliste individuel, mais soumet l'ensemble des acteurs sociaux : elle constitue une médiation sociale invisible *qui contraint à l'augmentation constante de la productivité*, soit le nombre de marchandises produites par une même unité de temps, sous peine de voir son investissement dévalorisé¹⁷.

Ainsi, le capitalisme exerce sa discipline par le *temps de travail socialement nécessaire* qui constitue la valeur comme fondement de l'échange marchand. Cette dynamique a notamment pour conséquence de produire une spatiotemporalité spécifique. Tandis que le temps de travail socialement nécessaire régule la production de la valeur des marchandises, la *réalisation* de la valeur (son aboutissement dans l'échange marchand et son réinvestissement) est soumise à l'exigence d'une certaine moyenne sociale quant à la période de production et au temps de circulation des marchandises. Ce *temps de rotation socialement nécessaire* établit la quantité de temps exigé afin qu'une certaine quantité de capital complète son circuit (A-M-A') avec un taux de profit moyen, dans les conditions normales de production et de circulation. La pression à l'accélération se manifeste ainsi dans la production et la circulation des marchandises et s'est matérialisée historiquement par le développement des forces productives et celui des moyens de communications et de transport. Ensemble, ces développements ont produit une spatiotemporalité elle aussi *abstraite* : un vaste espace de production et de circulation où le capital peut circuler rapidement dans un espace relativement homogène et sans aspérités. Ainsi, le capitalisme n'opère pas dans le temps et l'espace, mais a produit sa propre spatiotemporalité : il la définit selon sa

¹⁷ Cependant, cette lecture du capitalisme qui s'inspire de Postone (et dans une moindre mesure de la *Wertkritik*), ne doit pas pour autant nous faire perdre la force explicative du concept sociologique de classe sociale : il paraît en effet difficile de comprendre la contrainte à l'accumulation sans saisir sociologiquement la dispersion et la séparation des capitalistes individuels, tout comme il paraît réducteur de ne pas reconnaître la capacité des capitalistes d'agir politiquement en tant que classe à la défense de leurs intérêts. Voir : Wright, E. O. (2005). *Approaches to Class Analysis*. Cambridge University Press.

dynamique de production de la valeur (temps de travail socialement nécessaire) et de réalisation de la valeur (Castree, 2009; Harvey, 2018a).

2.2.2 Le capitalisme avancé : corporations et marché oligopolistiques

Depuis le début XX^e siècle, le mode de production capitaliste a connu une série de transformations significatives qui nous permettent de parler aujourd'hui d'un capitalisme *avancé*. Les transformations institutionnelles de l'entreprise et la tendance à la concentration oligopolistique constituent les traits les plus déterminants pour notre thèse (Baran et Sweezy, 1979; Lavoie, 2009).

Par la cristallisation, à partir de la fin du XIX^e siècle, de la forme juridique de la *corporation* en tant que personne morale distincte de ses actionnaires, l'entreprise capitaliste a été en mesure de décupler son pouvoir et de concentrer des masses inédites de capitaux. Depuis lors, les corporations (ou firmes) opèrent dans un contexte de marchés oligopolistiques où quelques grandes corporations dominent une série de plus petites, entre autres en fixant les prix (*price maker*) et en accaparant le plus gros des profits. Le profit constitue le moyen le plus sûr d'assurer la croissance de la corporation, en facilitant notamment ses emprunts et ses investissements (Lavoie, 2009, p. 37-38). Ces profits leur permettent d'étendre leurs activités aux dépens de leurs concurrents, mais cette expansion exige à son tour un investissement supplémentaire pour augmenter les capacités de contrôle des corporations sur leur structure interne et leur environnement externe (concurrents, financiers, fournisseurs, cadre législatif, etc.) nouvellement transformées. Cela pousse les corporations à maximiser leur taux de croissance, ce qui implique de maximiser les ventes jusqu'aux limites d'absorption du marché. Contrôler le marché implique de s'adapter à ses variations, ce qui implique pour la corporation de *toujours disposer de capacités productives supplémentaires*, activables selon la conjoncture afin de ne perdre aucune part du marché. Le secteur énergétique est depuis longtemps un lieu privilégié où s'exerce le pouvoir oligopolistique de grandes corporations, à l'image de la première mégafirme (Pennsylvania Railroad) et de la firme multinationale modèle qu'a été la Standard Oil (Baran et Sweezy, 1979, p. 183 et 201).

Ces transformations sont déterminantes sur l'ensemble des dynamiques contemporaines du capitalisme. La corporation géante, grâce aux moyens organisationnels accrus qu'elle mobilise, peut calculer et anticiper avec une rationalité supérieure (même si cela n'empêche pas les crises

récurrentes à l'échelle du système). Cela a entre autres pour conséquence d'amener ces grandes corporations à éviter systématiquement les risques, pour les sous-traiter à d'autres entités. Elles laissent de cette façon l'innovation aux petites et moyennes entreprises, qu'elles se contentent de racheter (par des fusions-acquisitions) au moment opportun ou par des achats ciblés de brevets. Les plus grosses corporations peuvent accaparer ainsi une plus grande part de l'accumulation, avec des taux de profits largement supérieurs à ceux des petits joueurs. Par ailleurs, depuis les années 1930, la compétition avec les corporations rivales ne s'opère plus autant, à court terme, par la guerre des prix, qui serait ruineuse pour toutes les grandes corporations (car réduisant leur capacité de prévoir les volumes de production), mais s'opère en grande partie par *l'effort de vente*. Cet effort de vente est devenu structurellement indispensable pour absorber les surplus générés par la tendance générale à la suraccumulation, résultat du déploiement des capacités inédites des grandes corporations. Par divers moyens (ouverture de nouveaux marchés, publicité, marque, emballage, variété des produits, obsolescence programmée), les corporations assurent la vente de leurs marchandises en créant des marchandises non substituables, qui leur garantissent une position quasi monopolistique (ce qui leur permet de fixer des prix élevés sans effet négatif sur leur demande spécifique) (Baran et Sweezy, 1979). Dans le capitalisme avancé, l'interpénétration de la production et de la vente est devenue telle que l'effort de vente ne se limite plus à la promotion de marchandises destinées à satisfaire les besoins, mais à la *création* de besoins, soit au formatage capitaliste des usages futurs dès le moment initial de la production (Baran et Sweezy, 2012).

Cela dit, le pouvoir oligopolistique des corporations doit être nuancé, puisque rares sont les entreprises qui peuvent sécuriser leurs marges monopolistiques *sur le long terme*. Le système capitaliste mondial, dans son ensemble, reste structurellement sujet à des crises de suraccumulation occasionnées par la nature désordonnée de la compétition sur le marché (Harvey, 2018b). Par ailleurs, dans le secteur énergétique, l'écoulement des marchandises relève parfois d'un *effort de vente*, mais surtout d'un processus dialectique d'ajustement itératif avec les secteurs énergivores de l'économie (cimenterie, métallurgie, pétrochimie, production automobile, etc.), qui eux stabilisent la demande énergétique, en intervenant sur le marché des biens de consommation.

2.3 L'énergie dans le capitalisme

D'un point de vue social, l'énergie peut se définir comme un *travail effectué par une matière physique ou chimique, mobilisée par des gens à cette fin*. Elle peut prendre la forme d'un bien non marchand (ex. : du bois de chauffage ramassé dans la forêt), d'une marchandise ou d'un service public (*state benefice*) (Pirani, 2018, p. 4 et p.38). Dans le cadre de cette thèse, nous nous intéresserons surtout à *l'énergie en tant que marchandise* ou à *l'énergie dite commerciale*, dans la mesure où elle plus étroitement intégré à la logique capitaliste et répond de manière itérative aux attentes des autres secteurs. C'est aussi la forme sociale dominante de l'énergie depuis la fin du XIX^e siècle. Jusqu'au XVIII^e siècle, seulement une très faible partie de l'énergie était commercialisée, puisque les besoins énergétiques étaient faibles et facilement comblés par des capacités de production autonome. Avec la généralisation de l'énergie commerciale par l'industrialisation capitaliste, les fermes, villes, entreprises et ménages ont perdu leur souveraineté énergétique et sont devenus dépendants de sources d'énergie distantes et anonymes, contrôlées par des entreprises privées (Pirani, 2018, p. 38-39). Cette dynamique du développement capitaliste de l'énergie a cependant fait face à des résistances sociales dans l'histoire, contre lesquelles il a imposé certaines voies technologiques plutôt que d'autres (Jarrige, 2014; Jarrige et Vrignon, 2020).

L'énergie *commerciale* doit historiquement, être soumise à une *accumulation primitive* - (dépossession), de même qu'à un processus continu d'*expropriation* et de transformation en *marchandise fictive* (Polanyi, 2000) par les entreprises du secteur énergétique, qui agissent sur un marché historiquement concomitant du capitalisme industriel, le *marché de l'énergie*. Elle constitue une marchandise *fictive*, puisqu'elle se trouve incorporée dans le processus de valorisation du capital, tandis que les mécanismes de sa reproduction sont en partie irréductibles à la production capitaliste : l'irradiation solaire – à l'origine de toutes les formes énergétiques disponibles sur terre, ne doit rien directement à la production capitaliste, de même que le bois ramassé dans une forêt communale¹⁸.

¹⁸ Évidemment, nous laissons ici de côté le fait que l'imbrication de l'histoire humaine et de l'histoire de la terre dans l'Anthropocène fait en sorte que la croissance des arbres s'appuie en partie sur le taux de concentration plus élevé de CO₂ provoqué par la combustion des hydrocarbures dans les industries capitalistes.

Par ailleurs, l'énergie requise pour la production capitaliste exige un processus qui en vient à fixer et standardiser au mieux possible ses caractéristiques physiques et chimiques (puissance, voltage, ampérage, cokéfaction, raffinage, etc.). Ce processus constitue l'objet du procès de travail et de la commercialisation du secteur énergétique, qui lui aussi requiert du travail humain et des moyens de production utilisant eux-mêmes de l'énergie (et d'autres ressources naturelles) pour produire de l'énergie à revendre (voir section 10.3 et 10.4). L'énergie revendue constitue une marchandise ayant une valeur d'échange, mais dont l'intérêt pour les autres branches de l'économie réside dans sa *valeur d'usage*, soit la capacité à dégager du « travail » (en termes thermodynamiques) pour activer les machines. Ainsi, l'énergie commerciale constitue une *valeur d'usage spécifiquement capitaliste* (Foster, 2011), dans la mesure où *ses diverses propriétés matérielles ont été historiquement produites, raffinées et pensées pour répondre aux contraintes propres de l'accumulation capitaliste*. Cela est d'autant plus vrai que, comme le précise Marx, le stade de la grande industrie déploie la machinerie pour reconstituer le procès de travail selon les exigences propres de l'accumulation (*subsumption réelle du procès de travail*), donnant par là au capital sa forme matérielle la plus conforme (Marx, 1993, p. 479). De la même façon, l'énergie, après avoir subi un processus de *subsumption formelle* par son intégration au circuit du capital, a été l'objet d'un travail de *subsumption réelle*, qui a consisté à domestiquer les diverses sources énergétiques de telles manières à les faire correspondre aux attentes particulières du capital.

Ainsi, l'énergie n'a pas elle-même de pouvoir, mais fournit une diversité de possibilités à travers des médiations techniques, sociales et institutionnelles (Huber, 2013, p. 3) : l'énergie est une *relation*, médiatisée par la technologie, entre les humains et leur environnement dans un contexte social donné (Hornborg, 2019, p. 134).

Dans ce contexte, les énergies fossiles, bien loin d'être une seule condition extérieure de l'économie capitaliste, alimentent *de l'intérieur même* les relations sociales capitalistes et en constituent la base nécessaire (Huber, 2013, p. 11). De fait, le capital n'a pas produit le charbon et le pétrole comme matière, mais il les a fait advenir comme réserves d'énergie en mobilisant ses propres ressources : le contrôle de la force de travail et des moyens de production. Les combustibles fossiles, contrairement aux cours d'eau, ont dû être « créés » *en tant que combustibles nécessaires à la production économique*. Ces énergies ne sont pas des énergies tant qu'elles ne sont pas à la surface de la terre, c'est-à-dire utilisable pour les besoins de la production.

Or, ce projet extractif n'a été réalisé qu'en raison des contraintes à l'accélération de la production capitaliste et à sa loi de la valeur : « L'apparition de l'énergie fossile *en tant qu'énergie* n'est pas autonome, mais subordonnée au capital lui-même. Elle prend la forme d'une énergie en mouvement interne au capital, lui prêtant une vie physique propre (Malm, 2018a, p. 133). » Si le mode de production capitaliste n'a pas littéralement « créé » ou « produit » l'énergie fossile dans sa dimension strictement physique ou naturelle, c'est bien le seul mode de production qui a produit le charbon *en tant qu'énergie commerciale dévolue à la production industrielle*, puisque ces caractéristiques physiques se sont révélées tout à fait adéquates aux exigences de la logique d'ensemble de reproduction et d'expansion du capital. Les énergies fossiles tiennent leurs pouvoirs non de leur seule densité physique, mais des relations sociales et politiques particulières du capitalisme qui font en sorte que le capital voit en elles une ressource « vitale » pour l'augmentation de la productivité, l'accélération de la circulation des marchandises et la valorisation des capitaux fixes. La transition vers le charbon ne s'explique pas par son prix inférieur, par son abondance (relativement à la rareté de la puissance hydrique), ni par l'efficacité énergétique supérieure de la machine à vapeur – en réalité elle était inférieure aux moulins à eau de l'époque, mais pour des raisons de pouvoir social et de profitabilité : le charbon conférait des avantages de mobilité et de flexibilité temporelle à la classe capitaliste (Malm, 2016)¹⁹. De la même façon, le développement de l'électricité dès la fin du XIX^e siècle a surtout été un levier d'augmentation de l'exploitation par la reconfiguration du procès de travail. En permettant l'alimentant des machines-outils décentralisées, grâce à ces qualités de *flexibilité, transmissibilité et de divisibilité*, l'électricité a contribué au déploiement du taylorisme. L'électricité a également transformé la forme concrète du travail ménager et développé les besoins énergétiques de la consommation domestique, alimentant de manière significative l'accumulation (Debeir *et al.*, 2013, p. 310; Pirani, 2018). Ainsi, les ressources énergétiques doivent ainsi être considérées comme la matérialisation de certaines relations socioécologiques, développées sur la base de rapports de rapports inégalitaires et dans le but de les reproduire (Malm, 2018a, p. 45).

Ainsi, dans le capitalisme, les énergies fossiles incorporent des relations sociales de domination

¹⁹ À noter que certains chercheurs ont reproché à Malm d'avoir concentré son analyse historique sur l'industrie du coton et ainsi négliger l'usage du coke dans la sidérurgie, qui a grandement réduit le coût du fer et de l'acier nécessaires à la production des machines à vapeur et des chemins de fer Quivik, F. (2017). *Steam and Power: Andreas Malm, Fossil Capital. Technology and Culture*, 58(3), 866-868. .

issues de l'histoire du développement du capitalisme (et de l'impérialisme) et participent de la réalisation et de la reproduction de la loi de la valeur. Elles peuvent donc être considérées comme un instrument de pouvoir d'une classe sur une autre visant l'accumulation abstraite de capital.

2.3.1 L'État : gardien de la reproduction énergétique du capitalisme

Dans les dynamiques d'ensemble de reproduction du capitalisme, l'État joue un rôle central et actif dans la reproduction des conditions de l'accumulation, rôle que la classe capitaliste ne peut assurer par elle-même : il garantit les droits de propriété privée, assure le respect juridique des contrats, ouvre des marchés, maintient les relations de classe en pacifiant les conflits sociaux, préserve la liquidité de la monnaie, finance des infrastructures non rentables mais nécessaires et gère les crises économiques. L'État interagit avec les autres États pour établir le cadre des relations internationales, en particulier en ce qui concerne les échanges économiques, le respect des droits de propriété et la stabilité des institutions financières, tout en agissant pour favoriser les intérêts de sa propre classe capitaliste nationale. Enfin, l'État joue un rôle d'intermédiaire entre les différentes fractions du capital (entre différents secteurs et entre différentes entreprises d'un même secteur) et tente de réconcilier les tensions temporelles de l'accumulation (entre la profitabilité à court terme et la préservation de certaines ressources stratégiques pour le long terme). Ses activités propres, le financement de ses services et de son administration, de même que sa légitimité politique dépendent par ailleurs du dynamisme de l'activité capitaliste, dont dépend la stabilité de l'ensemble de la société. Jouissant d'une autonomie *relative* par rapport à la classe capitaliste, l'État ne demeure pas moins dépendant de l'accumulation du capital *en général* (Jessop, 2007).

Dans le secteur énergétique, l'État joue un rôle central afin d'assurer l'approvisionnement énergétique sur son territoire. À mesure que la satisfaction des besoins humains devient de plus en plus dépendante d'une consommation énergétique, la « sécurité » de l'approvisionnement énergétique devient une condition de la stabilité sociale et de la légitimité de l'État. Puisque cette énergie est surtout consommée par les entreprises dans une perspective de profitabilité, la question de l'approvisionnement énergétique concerne d'abord et avant la capacité de l'État à garantir une des principales conditions matérielles de la production capitaliste. Dans cette perspective, l'État régule l'accès aux ressources extractives (permis d'exploration et d'exploitation, garantie de droits de propriété), fournit souvent les infrastructures de transports et établit les standards de qualité et

de sécurité. En fonction des pays et des conjonctures, il peut réguler ou subventionner le marché énergétique privé²⁰ ou être propriétaire (ex. : Hydro-Québec, EDF, Saudi Aramco, les compagnies de charbon, de pétrole, de gaz et d'électricité détenues par l'État chinois). Sous propriété publique, l'énergie peut être considérée comme un service public et être ainsi fournie aux particuliers et/ou aux entreprises à un prix « en dessous du marché » (voire gratuit), mais peut aussi être vendue comme un bien marchand parmi d'autres, selon les mécanismes du marché. Dans le secteur électrique, la vague néolibérale des années 1980 a largement contribué à dé-monopoliser les infrastructures électriques, privatiser les monopoles publics de production électrique, marchandiser l'électricité (par une série de produits financiers intermédiaires) (Christophers, 2024, p. 56) et ainsi éroder l'énergie comme service public. Dans le secteur du pétrole, les compagnies nationales possèdent plus de 60 % des réserves prouvées et concentrent presque autant de la production (IEA, 2020a, p. 19), bien que les corporations privées aient souvent des partenariats dans l'exploitation de ces ressources étatiques et concentrent la majorité des investissements (environ 60 % en 2019). De manière générale, en 2019, les investissements des entreprises énergétiques d'État étaient proportionnellement plus importants que les investissements privés dans le secteur électrique (réseaux surtout, mais aussi production) et dans les pays dits « en développement », tandis que les investissements privés étaient plus forts dans la production de pétrole et de gaz et dans les pays dits « développés » (IEA, 2020, p. 136-137).

Les différentes réponses de l'État envers les impératifs énergétiques du capital doivent être étudiées dans leur singularité historique et géographique, en fonction notamment des rapports de classes, des différents appareils de l'État et des relations internationales, ce que suggère une *approche stratégique-relationnelle* de l'État (Jessop, 2007; Poulantzas, 2013). Selon cette approche, l'État est certes contraint de manière générale à garantir les conditions de l'accumulation capitaliste, mais, puisque sa constitution ontologique est relationnelle, ses orientations dépendent de l'état des rapports de classe. L'État n'est pas un acteur monolithique avec une visée unique et inflexible, mais est l'expression des forces sociales hétérogènes qui sont en conflit au sein de la société. Cette

²⁰ En dépit de la crise climatique et de la signature des Accords de Paris en 2015, les États subventionnent encore, en 2017, à hauteur de 3100 milliards de dollars de manière directe ou indirecte les compagnies d'hydrocarbures Taylor, M. (2020, April). *Energy subsidies: Evolution in the global energy transformation to 2050*. International Renewable Energy Agency. Récupéré le 10 octobre 2023 de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_Energy_subsidies_2020.pdf.

approche s'écarte ainsi des perspectives structuralistes en reconnaissant la possibilité pour l'État d'agir dans une direction qui ne soit pas directement orientée vers la reproduction du capital. Les actions de l'État ne peuvent être dérivées simplement de manière *a priori* des nécessités inhérentes à la reproduction du capitalisme, mais sont ouvertes à une certaine contingence (dans un contexte où la classe capitaliste possède un avantage institutionnel au sein de l'État et un pouvoir structurel par ses capacités d'investissements) (Young *et al.*, 2018). Les actions et politiques d'État pour éviter des dégradations écologiques peuvent ainsi à l'occasion s'opposer aux intérêts du capital (et non pas viser seulement à sauver le capitalisme de lui-même) (Battistoni, 2023, p. 39-41).

2.3.2 Les innovations énergétiques : concurrence, lutte des classes et échange écologique inégal

Dans le cadre d'une compréhension du capitalisme comme totalité sociale, les innovations techniques dans le champ de convertisseurs énergétiques ne sont pas comprises de manière exogène par rapport au processus économique, comme le font malheureusement certains historiens (Debeir *et al.*, 2013, p. 23). Elles sont interprétées à l'aune des dynamiques sociales de la compétition intercapitaliste, elle-même médiatisée par les rapports de classes et les inégalités du système-monde, le tout inscrit dans les grandes vagues de crise et de relance de l'accumulation.

Les grandes innovations technologiques ne suivent pas un développement cumulatif linéaire, mais procède par à coup, en fonction des grandes vagues d'accumulation du capital (Mandel, 1995). Elles prospèrent seulement à partir de la mise en crise de précédents systèmes techniques sur le fond d'une crise générale du cycle de l'accumulation (Ayres, 1989). Or, depuis la Révolution industrielle, les technologies qui ont relancé l'accumulation capitaliste étaient toutes liées directement ou indirectement avec la production d'énergie et plus précisément avec l'énergie fossile (Malm, 2018b). Les innovations dans les convertisseurs tendent ainsi à dynamiser l'ensemble de l'économie, par son imbrication avec différents secteurs en amont et en aval (extraction minière et fossile, métallurgie, cimenterie, agriculture, etc.). À l'inverse, de manière dialectique, tout accroissement technique de la productivité dans une branche ou une autre de l'économie renvoie à des modifications significatives de la consommation productive d'énergie : l'introduction d'un nouveau convertisseur énergétique transforme un procès de travail en créant une nouvelle demande énergétique, mais la simple amélioration de l'efficacité des machines

débouche aussi, en raison des dynamiques de concurrence, sur un accroissement de la consommation énergétique en termes absolus (*effet rebond*).

Par ailleurs, l'introduction et la généralisation d'un convertisseur énergétique n'obéissent *pas immédiatement* à des considérations d'efficacité technique, mais d'abord à des attentes d'avantage concurrentiel dégageant des profits supérieurs : « The heart of inter-capital competition is the drive to appropriate surplus profits through temporary monopolies from product or process innovations. (Smith, T., 2009, p. 121) » Les capitaux qui ont plus facilement accès à la recherche et développement (publique ou privé) sont plus à même de gagner cette course aux profits supérieurs, et surtout d'entrer dans un cercle vertueux dans lequel leurs profits peuvent être réinvestis dans la recherche et développement. Reconnaître que l'innovation technique est médiatisée par les rapports intercapitalistes permet de reconnaître à la fois le dynamisme technique du capitalisme, soit le fait que l'augmentation de la productivité reste le moyen privilégié de l'accumulation, mais aussi la relative stagnation technique dans des secteurs à forte concentration monopolistiques, en lien avec les transformations du capitalisme avancé (sous-utilisation des capacités productives, diverses formes de *sabotages*, contrôle des brevets) (Baran et Sweezy, 1979). Ainsi, certaines technologies « archaïques » d'un point de vue de l'efficacité énergétique peuvent perdurer (*path dependency*) en l'absence de gains économiques potentiels découlant de leur amélioration. Le risque important associé à l'investissement dans la recherche et développement, en particulier pour les innovations liées à l'énergie, incite le plus souvent le capital à se concentrer sur des technologies déjà bien développées (conservatisme technologique). Rares sont ainsi les innovations technologiques radicales n'ayant pas exigé divers soutiens étatiques substantiels (pour la recherche et la commercialisation) (Mazzucato, 2014).

L'innovation technique est en même temps toujours médiatisée par la lutte des classes entre le capital et le travail. Elle constitue un moyen de l'appropriation croissante du contrôle capitaliste sur le procès de travail, soit la pleine réalisation du capital en tant que rapport social (Zmolek, 2014). L'innovation technique est aussi un levier pour diminuer les coûts de production, les coûts du travail, et relancer les taux de profit. Dans une usine particulière, une entreprise remplacera les travailleurs par des machines dans la mesure où la valeur des machines est plus basse que la valeur de la force de travail qu'elles remplacent. Dans l'ensemble de l'économie, l'agrandissement de « l'armée de réserve » crée une pression à la baisse sur les salaires, devant ainsi une puissante arme

de répression du capital contre la résistance ouvrière (Harvey, 2018b, p. 124), comme en témoigne l'introduction des machines à vapeur dans l'industrie textile britannique (Malm, 2016).

Enfin, l'innovation est aussi conditionnée par des rapports entre le centre et la périphérie du système-monde. Les échanges écologiques et économiques inégaux, causés par les différences de prix de la force de travail, des matières premières et de la terre à travers le monde sont des conditions nécessaires au déploiement d'une technologie qui augmente la productivité. Certes, l'innovation technologique s'appuie également sur un contrôle sur les technologies les plus avancées, grâce à un accès plus facile à la recherche et développement pour les plus grandes corporations des pays les plus riches, ce qui tend à reproduire un développement inégal au détriment des pays du Sud global (Smith, T., 2009, p. 122). Mais de surcroît, les machines industrielles provoquent le plus souvent l'appropriation du temps et de l'espace au bénéfice des capitalistes du Nord et au détriment du temps et de l'espace des populations du Sud global. L'efficacité technologique constitue ainsi un déplacement du poids temporel et matériel vers d'autres populations. La richesse des pays du Nord global s'explique donc en grande partie par l'appropriation des ressources des pays les plus pauvres et est par conséquent non-universalisable (et non-durable) (Dorninger *et al.*, 2021). À ce titre, la machine à vapeur dans l'industrie du coton britannique, au-delà de sa dimension techno-scientifique, aurait été impossible sans le travail gratuit des esclaves noirs et l'exploitation des terres d'Amérique du Nord pour la culture du coton (Hornborg, 1998, 2013, 2014, 2016, 2019).

2.3.3 L'énergie dans le mode de vie impérial

Dans les sociétés du centre du système-monde capitaliste, l'énergie commerciale revêt aujourd'hui la forme d'une *seconde nature* pour les consommateurs: le besoin d'énergie est une évidence, l'abondance, une nécessité, l'indifférence à la source (French, 2017), un geste quotidien symbolisé par le marketing du *plug-and-play*. La construction matérielle d'une disponibilité continue et d'une abondance de l'énergie pour les consommateurs du centre du capitalisme global a contribué à soutenir la construction idéologique du *mode de vie impérial*. Ce concept renvoie à l'idée que la vie quotidienne confortable du centre du capitalisme constitue une construction hégémonique (au sens de Gramsci), qui repose en réalité sur l'externalisation du travail et des dégâts écologiques dans la périphérie (Lessenich, 2019). Puisque les conditions sociales et écologiques de production

des marchandises des populations du Nord sont invisibilisées, ils tendent à être normalisés et considérés comme « naturels », intégrés à un *habitus* d'achat qui reproduit l'hégémonie de ce mode de vie (Brand et Wissen, 2021, p. 39-46). Ce concept permet de saisir la dimension idéologique de la production sociale et matérielle de l'énergie comme pratique quotidienne. Ce mode de vie peut être dit *hégémonique* car, en tant que résultat stratégique du maquillage de l'intérêt capitaliste privé en intérêt général, il est largement accepté, stabilisé par des institutions socio-économiques et politiques et intégré aux habitudes quotidiennes (Brand et Wissen, 2021, p. 54-55).

À partir des années 1920, en particulier aux États-Unis, l'énergie est devenue un bien de consommation intégré à la vie quotidienne des ménages, surtout sous forme d'électricité (non plus seulement sous forme thermique pour la cuisine et le chauffage) (Nye, 2001, p. 171). Ainsi, à partir du régime fordiste, l'énergie s'est imposée dans la reproduction sociale d'ensemble, y compris dans la classe des salariés, par son rôle central dans la mobilité privatisée de l'automobile, la consommation de masse (en particulier d'électroménagers et de matériel électronique), à partir d'un paysage et d'infrastructures matérielles, en particulier les villes et les banlieues qui aujourd'hui ont verrouillé (*lock-in*) des habitudes fortement énergivores et émettrices de CO₂ (Brand et Wissen, 2013; Huber, 2013; Wilhite, 2016, p. 57). Les systèmes énergétiques ont produit les structures à partir desquelles les préférences et les attentes individuelles évaluent ce qui est « normal » et possible (Nye, 2001, p. 7), alimentant des pratiques de consommation dans la sphère domestique qui ont eu des effets significatifs sur croissance globale de la consommation énergétique (Fischer-Kowalski et Haberl, 2007, p. 107). À partir de 1950, la part de l'industrie représente plus de la moitié de la consommation d'énergie finale à l'échelle du globe, mais commence à diminuer pour ne représenter plus qu'un tiers de la consommation finale mondiale en 1973 (Lanthier, 2012, p. 10; Smil, 2010). Aujourd'hui, l'industrie représente 29 % de la consommation finale d'énergie dans le monde, autant que le transport, tandis que la consommation résidentielle atteint 21 % de la consommation finale (IEA, 2019). En termes absolus, en raison de sa croissance continue de la consommation énergétique, la consommation résidentielle d'énergie finale a doublé entre 1971 et 2011, essentiellement dans les pays riches et surtout parmi les plus riches de ces pays (Pirani, 2018, p. 45). Les inégalités énergétiques sont d'ailleurs les plus saillantes dans le secteur de la mobilité, où l'usage des automobiles et des avions est réservé à la fraction la

plus riche de la population mondiale, surtout concentrée dans les pays du centre du capitalisme global.

Le concept de mode de vie impérial permet d'intégrer la norme de *consommation* comme moment essentiel du fonctionnement de l'accumulation du capital. La constitution de cette norme dépend d'un processus historique de luttes sociales et d'institutionnalisation des rapports de pouvoir qui peut aboutir à des formes de compromis, comme le compromis fordiste, autour des salaires et des biens de consommation. En raison de la dépendance structurelle au marché imposée par le capitalisme, les travailleurs sont aujourd'hui obligés d'intégrer le mode de vie impérial, car leurs revenus et leurs biens de consommation nécessaires à leur reproduction dépendent d'une production qui repose sur des échanges inégaux. La satisfaction de leurs besoins est ainsi en grande partie dépendantes de décisions d'investissements privés, d'un conditionnement de la demande afin d'écouler les surplus et de dynamiques macrosociales (ex : urbanisation) sur lesquels les individus ont peu d'emprise, contrairement à ce que laisse croire le mythe de la souveraineté du consommateur (Baran et Sweezy, 1979; Galbraith, 1978; Harvey, 1976; Huber, 2015, p. 7-8; Schor, 2007, p. 23).

Cette contrainte à l'augmentation de la consommation marchande par ailleurs souvent vécue comme un élargissement de l'horizon du *disponible, accessible et réalisable* (« available, attainable and accessible ») et ainsi un levier de satisfaction d'une certaine conception de la « vie bonne » (Rosa, 2017) et de réalisation de la liberté conçue comme forme de « délivrance » des contraintes matérielles (Berlan, 2021). Elle prend cependant des formes différentes et inégales en fonction des lieux et des rapports sociaux de classe, genre, et « races » (Brand et Wissen, 2021, p. 49-53).

2.3.4 La « transition énergétique » comme abstraction régulatrice et révolution passive

Dans le débat actuel, la « transition énergétique » peut désigner un projet ou un processus social. En tant que projet, la transition désigne la *tentative de contrôle politique planifiée*, principalement mise en œuvre par les États, visant, d'un point de vue normatif, la substitution des carburants fossiles par des énergies dites « renouvelables » (solaire, éolienne, hydraulique, géothermique, etc.) ou « propres » (nucléaire). Ce projet est évidemment principalement motivé par la nécessité de

réduire radicalement voire d'éliminer les émissions de GES. En tant que processus social réel, nous parlerons de « transformation » plutôt que de « transition ». Dans la perspective de Polanyi (2000), la transformation peut désigner un *processus global de changement socio-économique, politique et socioculturel* qui intègre des tentatives de substitution des carburants fossiles, mais qui n'est pas réductible à ces tentatives (Brand, 2012, p. 121).

Dans la mesure où la transition énergétique s'opère dans le cadre de l'économie capitaliste et vise la préservation des rapports sociaux de cette économie, elle se présente comme une forme de « révolution passive » dans le sens de Gramsci. Il s'agit certes d'une forme de « révolution » dans la mesure où elle implique des transformations majeures des forces productives qui répondent *partiellement* aux exigences des mouvements socio-environnementaux relatives au réchauffement climatique, mais ce projet est réalisé en même temps par et pour l'élite dirigeante, sans l'implication active des classes subalternes, et en maintenant la concentration du pouvoir et des décisions dans les grandes corporations (Haas, T., 2019b). Ce projet peut se comprendre comme la volonté de réaliser une forme de *capitalisme climatique* (Graham et Carroll, 2022), composante principale du projet de *capitalisme vert*. Ce projet du capitalisme vert se caractérise par une tentative de modernisation écologique grâce à des entreprises privées qui développent des solutions technologiques visant à affronter de manière segmentée et sélective les enjeux écologiques. Il demeure capitaliste par son orientation par le profit privé et en continuité avec le néolibéralisme par ses formes d'accumulation par dépossession, notamment par l'individualisation des problèmes écologiques et le recours à des marchés des attributs écologiques (marché du carbone notamment) (Candeias, 2012).

À l'intérieur de la « transition énergétique », il faut distinguer le moment de l'élaboration du *plan* de transition du moment de l'application concrète des politiques publiques. Dans les débats politiques sur le climat, les plans de transition sont devenus les *abstractions régulatrices* à partir desquelles les politiques publiques sont discutées et éventuellement mises en œuvre. Plusieurs versions de la transition énergétique ont été formulées à différentes échelles (nationale, régionale ou internationale) et par différents acteurs (organisations internationales, États, *think-tank*, firme-conseil, entreprises énergétiques). De manière générale, ces différents plans s'appuient sur une certaine connaissance de la situation actuelle, proposent une trajectoire de changements graduels, ainsi que la représentation d'un système énergétique dans son état final (carboneutre). Cette

représentation normative finale, dans laquelle les carburants fossiles ont pour l'essentiel été remplacés, revêt un caractère *idéalisé*. Lorsque cette représentation est formulée à partir d'un *a priori* favorable implicite au maintien des rapports sociaux de production et à la dynamique de croissance économique, elle permet d'exprimer *les exigences particulières du capitalisme quant à l'approvisionnement énergétique futur*.

Plus spécifiquement, les plans de transition comme abstractions régulatrices sont surtout formalisés par le recours aux *Integrated Assessment Models* (IAM). Il s'agit de l'outil privilégié pour donner aux « décideurs » une représentation de la substitution et du système énergétique futur : depuis 2008, les IAM ont acquis une autorité considérable dans les politiques climatiques (Dooley *et al.*, 2018). En faisant de certaines possibilités des voies plus réalistes, les IAM influencent le « corridor imaginé des solutions climatiques » et structurent la délibération des acteurs politiques (Van Beek *et al.*, 2022). Loin d'avoir seulement une fonction heuristique, comme les modélisateurs le prétendent souvent, ils disposent de capacités performatives, qui tendent à faire prédominer la voix des experts sur les diverses formes d'expression démocratique (Beck, Silke et Mahony, 2017).

La place dominante des IAM dans les plans de transition est le fruit d'un travail institutionnel de conquête d'une légitimité sociale (Van Beek *et al.*, 2020), sur le fond de conditions matérielles et sociologiques plus lointaines (développement de l'informatique, disponibilité des données socio-économiques, légitimité supérieure des savoirs scientifiques quantifiés et prédictifs). Intimement liés au développement des scénarios destinés au GIEC (Cointe, 2023), les IAM ont construit leur pouvoir symbolique en s'appuyant sur un mimétisme des sciences dures (modélisations climatiques) (Van Beek *et al.*, 2020) et une marginalisation de la contribution de la diversité des sciences sociales (Rubiano Rivadeneira et Carton, 2022) favorisant un certain « réductionnisme climatique » (Hulme, 2011, p. 256) et une réification des phénomènes sociaux. Cela amène les IAM à présenter l'enjeu énergétique comme un problème d'expertise technique (Stoddard *et al.*, 2021; Van Beek *et al.*, 2020). En donnant de la crédibilité scientifique à l'idée de « fenêtre tolérable » (*tolerable windows*), les IAM ont par ailleurs offert un horizon commode aux politiques climatiques gradualistes (Stoddard *et al.*, 2021).

Ainsi, par définition, les IAM contribuent à produire une conception de la transition énergétique qui n'implique *aucune transformation radicale des rapports sociaux capitalistes*, fournissant

surtout une légitimité scientifique pour faire de la crise climatique une « révolution passive ». Certains IAM sont même considérés comme jouant un rôle de « protection passive du capital », dans la mesure où leurs modélisations évacuent sciemment une réduction rapide des émissions de GES, afin d'éviter une destruction trop rapide du capital reposant sur les énergies fossiles (Malm et Carton, 2024, p. 166). Ce biais favorable des IAM à ce que nous pouvons appelé un certain *business as usual* s'explique principalement par des choix épistémologiques: usage prédominant des présupposés et méthodes de l'économie néoclassique (Evans et Hausfather, 2018; Stoddard *et al.*, 2021), biais favorable à la tarification du carbone sur des politiques de rupture (Carton, 2020, p. 37), négligence des différences écologiques et sociales majeures associées aux différentes technologies (Carton, 2020, p. 41), privilège accordé aux solutions technologiques du côté de « l'offre », dont certaines sont très incertaines (Beck, S. et Oomen, 2021; Dooley *et al.*, 2018; Stoddard *et al.*, 2021), projection d'une généralisation du « mode de vie » occidental (Evans et Hausfather, 2018), non prise en compte des dommages causés par les changements climatiques, taux d'actualisation élevé favorisant le court terme (Carton, 2020, p. 42), absence de considération pour la redistribution internationale de la richesse (Rubiano Rivadeneira et Carton, 2022), perpétuation du paradigme de la croissance (Cointe et Pottier, 2023; Schmelzer, M., 2015).

Par leurs recours aux présupposés néoclassiques, par leurs biais technocentriques et favorables au *business as usual*, les IAM produisent une image de la transition énergétique idéal cristallisent implicitement les attentes énergétiques de l'économie capitaliste qui doivent être maintenues, du début jusqu'au terme de cette transition. En étudiant les résultats des IAM explicités dans les plans de transition les plus significatifs aux yeux de la classe capitaliste, il est possible de brosser un portrait du plan capitaliste de transition énergétique, de même que de comprendre certains éléments du rapport structurel de l'économie capitaliste à l'énergie.

CHAPITRE 3

Méthodologie

Dans ce chapitre, nous brossons le portrait des différentes étapes méthodologiques de notre recherche, en justifiant ces choix d'un point de vue épistémologique, et en précisant l'organisation d'ensemble de la thèse.

Dans la deuxième section de notre thèse, nous procédons à l'analyse des conceptions de la transition énergétique développée par le GIEC (chapitre 4 et 5) et par l'*International Energy Agency* (IEA) (chapitre 6 et 7). Cette analyse nous donnera accès à un certain consensus politique et scientifique sur les orientations de la transition, de même qu'une perspective internationale sur la question. Dans la troisième section, nous développons notre analyse à partir d'un cas national, en explicitant la position de la classe capitaliste allemande quant à la transition (chapitre 8 et 9). Au terme de cette analyse empirique, nous proposons une synthèse théorique, qui combine les éléments de notre cadre théorique, les éléments pertinents de la littérature quant à l'histoire sociale de l'énergie avec les résultats de notre recherche empirique (chapitre 10). Nous concluons la thèse par une discussion plus générale sur les apports et limites de notre recherche (chapitre 11).

Dans ce qui suit, nous présentons pourquoi il nous paraît pertinent d'analyser les documents du GIEC et de l'IEA. Par la suite, nous justifions pourquoi l'étude de cas de la transition à l'échelle de l'État allemand nous paraît la plus judicieuse. Nous précisons également notre usage de l'analyse thématique de contenu, principale méthode ayant servi à notre collecte et analyse des données documentaires.

3.1 Analyse des plans de transition énergétique du GIEC et de l'IEA

À partir d'une analyse thématique de contenu (Bardin, 2013; Paillé et Mucchielli, 2016), nous présentons les scénarios de transition énergétique du GIEC et de l'IEA. Ces deux cas nous permettent d'avoir une certaine idée des représentations dominantes de la transition à l'échelle internationale. Ils nous serviront également de base comparative pour évaluer la position de la classe capitaliste allemande.

Le choix du GIEC se justifie par la crédibilité scientifique reconnue de son travail et conséquemment la légitimité sociale et politique dont il jouit à travers les sociétés, en particulier dans les débats sur la crise climatique. Le GIEC constitue de fait la référence scientifique internationale sur la connaissance des changements climatiques et les moyens de les atténuer. Nous nous penchons essentiellement sur les recommandations les plus récentes du Groupe de travail 3 du GIEC, produites dans le 6^e Rapport d'évaluation paru en avril 2022. Notre analyse se concentre sur le chapitre 3, consacré au *Mitigation Pathways Compatible with Long-term Goals*, et le chapitre 6, qui se penche sur les *Energy Systems*, mais prend également en compte le chapitre 5 intitulé *Demand, services and social aspects of mitigation*.

Nous synthétisons les principales caractéristiques du plan de transition du GIEC, en distinguant ses dimensions normatives (ou conceptuelles) et ses dimensions matérielles. Au préalable, nous procédons à une analyse critique du statut social du GIEC en tant qu'institution de savoir. Par cette analyse, nous précisons dans quelle mesure le discours et les recommandations du GIEC permettent d'exprimer le point de vue *politiquement dominant*, et donc plus favorable au statu quo socio-économique, et pas seulement le point de vue *scientifiquement objectif* sur la transition énergétique.

Quant à l'IEA, son choix est justifié par le fait qu'elle est la principale organisation internationale à laquelle se réfèrent les États capitalistes avancés pour assurer leur sécurité énergétique nationale. Elle est dotée d'une légitimité sociale qui en fait un référent technique et scientifique pour les administrations étatiques, en particulier pour les experts en énergie. Par ailleurs, le choix de l'IEA se justifie par le contenu même de son plan de carboneutralité (*Net Zero by 2050*, NZE). Ce plan s'appuie surtout sur le recours aux énergies renouvelables (solaire et éolien), tout en prévoyant un recours aux technologies de stockage du carbone relativement faible comparé à d'autres plans (Göss et Schuldt, 2021). Cela signifie que le plan de l'IEA devrait représenter une trajectoire dans laquelle l'hypothèse du capitalisme fossile – l'impossibilité d'un capitalisme sans énergies fossiles – serait la plus mise à l'épreuve.

De la même façon que pour le GIEC, nous synthétisons les principales caractéristiques du plan de transition de l'IEA, en distinguant ses dimensions normatives (ou conceptuelles) et ses dimensions matérielles. Au préalable, nous procédons à une analyse critique du statut social de l'IEA en tant

qu'organisation internationale; analyse qui nous permet d'interpréter son point de vue comme exprimant une conception implicitement capitaliste de la transition.

Conformément à notre problématisation, voici les principales questions qui ont guidé notre analyse thématique de contenu des documents du GIEC et de l'IEA :

1. Comment est conceptualisée la transition énergétique ?
 - a. Quels sont les concepts clés et les principes utilisés pour aborder la transition énergétique ?
2. Quels sont les principaux enjeux identifiés quant à la valeur d'usage de l'énergie ?
 - a. Comment sont abordées les contraintes biophysiques des énergies solaire et éolienne ?
 - b. Comment sont envisagées les limites de l'électrification ?
 - c. En général, quelles sont les propriétés souhaitées de l'énergie en tant que valeur d'usage ?

À travers l'étude de ces scénarios, nous cherchons à faire ressortir les attentes particulières de la production économique capitaliste envers l'approvisionnement énergétique. Par un processus itératif entre nos questions de départ et le contenu des documents, nous avons identifié une série d'enjeux récurrents que nous avons constitués comme unités thématiques pertinentes pour notre analyse de contenu :

- a. Les enjeux d'intermittence des énergies renouvelables
- b. Les enjeux géographiques des énergies renouvelables (occupation de la surface et distance entre les lieux de production et de consommation)
- c. Les enjeux quant à l'évolution globale de la production et de la consommation d'énergie
- d. Les enjeux liés aux rendements énergétiques
- e. Les rapports entre les différentes sources et formes énergétiques
- f. Les limites de l'électrification quant à la mobilité, au stockage et aux usages industriels

Par une comparaison des plans de l'IEA et du GIEC, nous cherchons à établir une typologie des plans de transition, en s'appuyant sur leurs principales différences et en évaluant dans quelle mesure ils pourraient représenter ou non une menace au statu quo capitaliste.

Afin de distinguer ces scénarios, nos principes de classification seront les suivants : hauteur des projections de consommation globale d'énergie, degré de pénétration des énergies renouvelables variables (solaire et éolien) dans le mix énergétique, degré d'électrification directe des usages, degré du recours à l'hydrogène, ses dérivés et aux biocarburants.

3.2 Étude de cas approfondie : la transition énergétique en Allemagne

À l'aune de ces recommandations internationales, nous proposons une analyse du plan de transition capitaliste souhaité par la classe capitaliste allemande. Nous adoptons ainsi l'approche méthodologique de l'étude de cas, qui consiste à étudier un cas individuel (ici les discours de la classe capitaliste nationale), sélectionné de façon délibérée et non aléatoire dans le but d'en tirer une description précise et de formuler une interprétation à portée plus générale (Gauthier, 2009, p. 207). Puisqu'étudier la transition énergétique *à l'échelle globale* consiste pour l'essentiel à étudier quelque chose qui n'est qu'en germe, le recours à une échelle *nationale* nous permet davantage de confronter les plans de transition à certains éléments de la réalité. Les politiques climatiques et énergétiques prennent effet essentiellement à l'intérieur de chaque État (à l'exception de l'Union européenne), puisqu'aucune politique internationale, à l'image d'un Léviathan climatique supra-étatique, n'a de réel effet contraignant à ce jour. Comprendre comment une économie capitaliste dans son ensemble et une classe capitaliste en particulier « s'adapte » à une contrainte politique exogène (la nécessité de la réduction des GES étant une finalité étrangère à l'accumulation du capital) suppose de placer notre analyse à l'échelle politique de l'État-nation²¹.

Même si cette approche a moins de prétention en termes de représentativité statistique qu'une étude d'un échantillon aléatoire (de plusieurs pays par exemple), elle a l'avantage d'être *intensive*, soit de

²¹ Certes, la souveraineté des États est aujourd'hui mise en doute face aux pouvoirs des corporations multinationales et à certains mécanismes de protection des investissements internationaux (références). En réalité, nous assistons plutôt à l'ascension du pouvoir des corporations non pas contre les États, mais grâce au pouvoir étatique, contre les pouvoirs démocratiques. Dardot, P. et Laval, C. (2014). *Commun essai sur la révolution au XXI^e siècle*. La Découverte.

nous permettre de rassembler un grand nombre d'observations et d'informations avec plus de détails. Dans notre recherche, l'Allemagne peut être considérée comme un cas *suggestif* car il s'agit d'un cas qui nous permet d'étudier un phénomène qui est ailleurs encore diffus et peu développé, celui de la transition énergétique hors des carburants fossiles. L'étudier comme un cas nous a permis d'y intégrer une compréhension fine de facteurs difficiles à mesurer, en particulier son histoire socio-économique particulière. L'Allemagne possède ici à la fois le caractère de la singularité - un cas parmi d'autres, mais se présente également comme un idéal-type, ayant une certaine portée universelle (Hirschhorn, 1999) pour esquisser la trajectoire d'une économie capitaliste en transition vers les énergies renouvelables.

Certes, l'étude de cas présente des défis quant à sa validité externe, dans la mesure où la généralisation à partir d'un cas sélectionné de manière délibérée présente un problème d'inférence statistique. Mais il paraît difficile de recourir à un échantillon plus large de pays, d'autant plus sélectionnés au hasard, sans perdre en profondeur explicative sur les trajectoires de développement et risquer d'étudier en surface des pays qui ont un faible engagement dans les énergies renouvelables.

Particulièrement pertinente par son approche inductive, l'étude de cas est ici féconde pour nous aider à formuler, de manière exploratoire, une théorie générale du rapport entre capitalisme et énergie. Cette théorie, présentée au terme de la thèse, nous paraît pouvoir générer des hypothèses pertinentes pour l'étude d'autres trajectoires nationales de transition énergétique.

3.2.1 Le cas de l'Allemagne

Maintenant que nous avons justifié pourquoi l'échelle de l'État-nation semble adéquate à notre objet de recherche, il nous faut préciser les raisons qui nous ont amenés à choisir l'Allemagne en particulier. Ce choix s'appuie sur la combinaison de quatre raisons principales : 1) l'Allemagne constitue une économie significative dans le capitalisme globalisé, dans laquelle le secteur industriel est à la fois très puissant économiquement et gourmand énergétiquement ; 2) l'État allemand témoigne d'un engagement sérieux pour réduire ses GES; 3) les politiques énergétiques encouragent les énergies renouvelables variables (panneaux solaires, éoliennes) depuis les années

1990; 4) la classe capitaliste allemande s'est généralement ralliée au projet de transition énergétique.

D'un point de vue économique, l'Allemagne constitue l'État dominant d'Europe. Elle est la 3^e économie exportatrice dans le monde, derrière la Chine et les États-Unis. Son secteur industriel représente 26,6 % de la valeur ajoutée (contre une moyenne de 20,5 % pour toute l'UE), principalement concentrée dans l'automobile (VW, Daimler, BMW), l'ingénierie mécanique (1,1 million emplois), la chimie (BASF, plus grosse compagnie chimique au monde) et l'industrie électrique (Siemens) (Eurostat, 2023; Federal Foreign Office, 2023). Le secteur industriel consomme 29 % de l'énergie en Allemagne, principalement sous forme de gaz fossile. Ce sont les branches de la chimie, de la métallurgie, de la cokéfaction et du raffinage, du verre et de la céramique et du papier qui consomment le plus gros de l'énergie du secteur industriel (77 % de la consommation du secteur), tandis qu'elles ne représentent que 17 % de la valeur ajoutée et 15 % de la main-d'œuvre (Destatis Statistisches Bundesamt, 2023a). Ainsi, contrairement à d'autres États qui ont subi des vagues importantes de délocalisation de leur production industrielle, la production industrielle allemande occupe toujours une portion significative de l'économie. Cela a pour effet de maintenir à l'intérieur de ses frontières une consommation énergétique significative. Étudier ce pays, plutôt qu'un pays qui a connu une forte délocalisation industrielle, permet d'amoinrir les illusions statistiques de baisse de consommation énergétique intérieure souvent explicables par l'externalisation de cette consommation en lien avec la délocalisation industrielle.

Relativement à la question écologique et climatique, l'État allemand témoigne d'un souci sérieux en la matière; résultat d'une mobilisation du mouvement écologiste enraciné dans la société civile depuis les années 1970. Le gouvernement allemand a joué un rôle d'avant-plan dans les tractations internationales visant la ratification du Protocole de Kyoto (1992) (Gross, 2023, p. 267). Ayant ratifié l'Accord de Paris (2015), le gouvernement a par ailleurs établi un plan pour cheminer vers la carboneutralité d'ici 2045, sous la pression des mouvements socioécologiques et de la Cour constitutionnelle. Selon le *Climate Action Tracker*, si aucun État n'a encore de véritables politiques publiques compatibles avec la limitation du réchauffement à 1,5° C, l'Allemagne fait partie des rares pays de l'Organisation de Coopération et de Développement économiques (OCDE), avec la Norvège, à avoir obtenu la note « presque suffisante » pour ses politiques et actions pour réduire

ses émissions relativement aux trajectoires nationales modélisées (et pas relativement à sa « juste part ») (Climate Action Tracker, 2023).

D'un point de vue énergétique, l'Allemagne a des caractéristiques qui sont le mieux à même de nous aider à répondre à notre questionnement sur le rapport entre les énergies renouvelables variables et l'économie capitaliste. En termes de ressources domestiques, elle est dépourvue de réserves de pétrole et de gaz²²; son potentiel hydroélectrique est limité (3,4 % de l'énergie primaire en 2020) (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe BGR, 2022, p. 23) et ces dernières centrales nucléaires ont été fermées en avril 2023, suite à près d'un demi-siècle de mobilisation et de débats menés par les écologistes (Sander, 2016). Cette condition géographique – la faible disponibilité du pétrole et du gaz et d'une énergie renouvelable constante et stockable (hydroélectricité), combinée à une longue histoire de politisation de l'énergie a favorisé, depuis 1990, mais surtout depuis 2000, une politique énergétique favorisant le développement des énergies renouvelables, mené au nom de la « modernisation écologique ». À partir de la première loi sur les tarifs de rachat (*feed-in*) de 1990, l'industrie des éoliennes a cru de 30 à 40 % par année. Après une décennie, l'Allemagne était devenue un leader dans le marché des éoliennes, notamment le site d'implantation des plus grandes corporations de production d'éoliennes. La nouvelle loi sur les énergies renouvelables (*Erneuerbare Energien Gesetz*, EEG) de 2000, ainsi que le programme pour les panneaux solaires sur les toits de 1999, a accéléré ce développement : après 2000, les capacités éoliennes ont crû de 14 % par année, tandis que les capacités solaires ont augmenté de 55 % par année. En 2010, l'Allemagne était le lieu d'installation annuelle de la moitié des panneaux solaires dans le monde et le lieu de production de 45 % de l'énergie solaire dans le monde, en plus d'être le plus gros producteur de panneaux solaires (Gross, 2023, p. 276-299). Malgré un ralentissement de la croissance des capacités installées d'énergie renouvelable à partir de 2013 (7 % au lieu de la moyenne de 27 % de 2000-2005), en 2022, les énergies renouvelables produisaient 44 % du mix électrique, dont 22 % provenant des éoliennes, 11 % des panneaux solaires et 8 % de

²² Depuis la fin des années 1970, l'Allemagne importe davantage de gaz naturel qu'elle n'en extrait sur son territoire, extraction aujourd'hui devenue marginale. Quant aux ressources pétrolières, elles ont toujours été marginales et les importations bien plus massives, depuis les années 1950 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe BGR. (2022, février). *BGR Energiestudie 2021 - Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung*. BGR.

la biomasse (Destatis Statistisches Bundesamt, 2023b). Durant la première moitié de l'année 2023, à la faveur d'une baisse de la consommation et d'une croissance des capacités renouvelables (surtout solaires), les énergies renouvelables ont même couvert pour la première fois plus de 50 % de la consommation d'électricité (52 % en moyenne) (Amelang, 2023). Ainsi, le développement rapide des énergies renouvelables en Allemagne, malgré sa limitation au secteur électrique et ses faibles effets sur la réduction des GES, fait tout de même figure de cas exemplaire à l'échelle internationale. Étant donné la fermeture de l'option nucléaire, le plan allemand de sortie des carburants fossiles ne peut que reposer sur l'expansion des panneaux solaires et des éoliennes. Le cas de l'Allemagne permet ainsi d'observer et d'anticiper plus directement les potentielles contradictions entre les exigences énergétiques du capital et les limites biophysiques du solaire et de l'éolien.

Enfin, une grande partie de la classe capitaliste allemande s'est graduellement ralliée aux grands objectifs de la transition énergétique, en embrassant la « modernisation écologique » comme moteur d'investissements et d'exportations. La classe capitaliste a traditionnellement toujours appuyé les centrales au charbon et les centrales nucléaires, dans la mesure où il assurait une « sécurité énergétique » et de bas prix. Depuis les années 1990, les politiques de développement des éoliennes et panneaux solaires, en favorisant des taux de profits extraordinaires (jusqu'à 20 % dans les éoliennes et 40 à 50 % pour les panneaux solaires), ont toutefois stimulé certaines fractions « vertes » du capital, surtout parmi les membres de l'Association des producteurs d'équipements et de machineries (*Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau*, VDMA) (Gross, 2023, p. 299). Après l'accident de Fukushima (2011) et la promulgation du calendrier de sortie du nucléaire par le gouvernement Merkel, la classe capitaliste allemande, y compris les grands monopoles électriques, s'est ralliée de manière définitive au consensus politique et social sur l'exclusion du nucléaire. Depuis 2018, la principale association patronale, la Fédération des industries allemandes (*Bundesverband der Deutschen Industrie*, BDI), défend que les politiques climatiques peuvent bénéficier à l'industrie allemande. Son président Siegfried Russwurm a soutenu en 2021 que l'objectif de la carboneutralité d'ici 2050 était tout à fait atteignable (Wehrmann, 2021a). Cette même année, une coalition d'industriels (aujourd'hui connu sous le nom *Stiftung KlimaWirtschaft*), a publié un appel à la transition énergétique intitulé « *Climate neutrality 2050 : What industry need from policymakers now* » (Agora Energiewende et al., 2021), afin de faire de la transition

énergétique l'élément clé de la « 4e révolution industrielle », soit une opportunité d'affaires et une possibilité de renouvellement du *Modell Deutschland* (Gochermann, 2021)²³. Le ralliement d'une bonne partie de la classe capitaliste allemande à l'*Energiewende* témoigne de la compatibilité potentielle d'un nouvel approvisionnement énergétique avec le maintien du capitalisme. Au-delà de la question climatique, les technologies « vertes » constituent une part significative de l'économie allemande, puisqu'elles représentent 15 % du PIB de l'Allemagne en 2020 (BMUV, 2021, p. 5). En bref, l'Allemagne a le potentiel de nous donner des indices sur une des formes les plus abouties que peut prendre un certain « capitalisme vert » ou plus modestement un « capitalisme carboneutre », là où des économies comme celles des États-Unis ou du Canada, en raison du véritable « régime d'obstruction » auxquelles elles font face (Carroll, 2021), témoignent plutôt de la persistance d'un « capitalisme fossile » qui ralentit toute transition énergétique véritable et mise essentiellement sur la captation du carbone (voir la géoingénierie).

3.2.2 Le point de vue de BDI sur la transition

Pour avoir accès au point de vue des intérêts capitalistes, nous avons sélectionné la principale association patronale en Allemagne : la Fédération des industries allemandes (*Bundesverband der Deutschen Industrie*, BDI). Elle représente aujourd'hui 37 associations industrielles allemandes et prétend parler pour les intérêts de 100 000 entreprises. Avec la Fédération allemande des employeurs (*Bundesvereinigung der Deutschen Arbeitgeberverbände*, BDA), BDI représente l'une des deux principales « organisations du capital », qui se consacre plus spécifiquement à la défense des intérêts des investissements industriels. Ces tâches lui sont facilitées par son intégration corporatiste dans les processus de décision politique (Sebaldt et Straßner, 2004, p. 100-105). Malgré des transformations dans le régime néocorporatiste allemand observables depuis les années 1990, ayant notamment poussé les grandes corporations à réduire leur implication dans les associations nationales afin d'intervenir par leurs propres moyens au niveau européen (Streeck, 2009, p. 85), l'énergie demeure un enjeu principalement traité à travers l'implication des entreprises dans BDI. En effet, puisque les règles de l'Union européenne laissent toujours à chaque

²³ Selon Gochermann, leur stratégie consisterait à accepter de prendre le virage « vert » afin de gagner des avantages concurrentiels sur des investissements destinés à durer jusqu'en 2040 ou 2050. Cela paraît douteux au regard des exigences de cycle de rentabilité qui se comptent sur des horizons relativement court (5 à 10 ans).

État membre la souveraineté sur les conditions de leur approvisionnement énergétique, le rôle de BDI dans le débat sur les politiques énergétiques nationales est demeuré de la première importance.

BDI représente autant les intérêts des petites et moyennes entreprises au cœur du modèle d'exportation allemand, que les plus gros joueurs. Ces membres sont des associations économiques qui représentent différents secteurs au niveau national incluant l'industrie automobile, l'industrie de la construction, la chimie, les producteurs de machines, l'industrie de l'électronique, les exploitants de carburants, les papetières, les pharmaceutiques et la métallurgie²⁴. BDI peut ainsi nous livrer le point de vue hégémonique de la classe capitaliste. Par ailleurs, c'est principalement par le biais de cette association que l'intérêt des entreprises s'est exprimé lors des processus législatifs entourant l'*Energiewende*. De surcroît, elle a développé des analyses et projections sur la transition énergétique allemande avec une perspective holistique, ce qui nous permet d'y lire une compréhension plus globale des conditions de stabilité du capitalisme, au-delà des intérêts particuliers de certaines fractions capitalistes.

L'analyse des documents de BDI s'est effectuée sur deux séries de documents pertinents, à partir de la documentation accessible sur le site web de l'association, soit celle produite entre 2012 et septembre 2023. Le recours aux documents officiels a l'avantage de donner accès au point de vue le plus largement endossé tacitement par les membres. De cette façon, nous sommes plus à même de nous rapprocher d'une perspective d'ensemble des intérêts de la classe capitaliste.

Dans une première série, nous avons sélectionné et analysé tous les documents en lien avec les élections fédérales et les bilans de mi-parcours de la législature qui comportaient des recommandations sur la question énergétique (20 documents pertinents). Dans une deuxième série, nous avons effectué une sélection des documents thématiques les plus pertinents sur la question de l'énergie (40 documents pertinents, dont 11 spécifiquement sur l'hydrogène et ses dérivés). Ces documents ont pour l'essentiel une dimension normative et projective. Ils peuvent ainsi nous révéler ce que le gouvernement *devrait faire* ou *aurait dû faire* pour respecter les attentes de la classe

²⁴ Pour la liste complète des associations membres, voir ici : <https://bdi.eu/der-bdi/mitglieder#>

capitaliste, de même qu'ils peuvent nous indiquer ce que la classe capitaliste *prévoit faire* pour préserver ses intérêts dans un futur régime énergétique décarboné.

Deux documents se sont révélés particulièrement pertinents pour notre analyse : *Klimapfade für Deutschland* (2018) et son actualisation *Klimapfade 2.0, Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft* (2021)²⁵. Ces documents proposent une série de recommandations pour l'atteinte des cibles de réduction de GES, en modélisant notamment les implications matérielles de la transition énergétique. Ils ont été rédigés à partir de l'expertise de firmes-conseils, dont celle du Boston Consulting Group (BCG), une des firmes-conseils multinationales parmi les plus influentes qui contribue à la prospective pour l'investissement capitaliste à travers le monde.

Sur ces documents, nous avons procédé à une analyse de contenu à l'aide d'un logiciel (Nvivo), en utilisant le thème comme unité d'enregistrement (Bardin, 2013; Paillé et Mucchielli, 2016). Notre analyse a consisté à coder les principaux passages significatifs par une thématisation continue, puis à les regrouper en rubriques afin de répondre aux questions également posées aux plans de transition du GIEC et de l'IEA (voir ci-dessus).

Nous avons ainsi soumis ce contenu à une analyse critique, à partir de la littérature scientifique sur la question énergétique. Nous avons en particulier mis en contraste la position de BDI avec les principales projections et politiques du gouvernement allemand. Enfin, afin de faire ressortir les contradictions internes au plan de transition capitaliste, nous avons confronté le discours et les recommandations idéales de BDI à leurs dimensions matérielles probables. Cela nous a amenés à produire de manière illustrative certaines données quantitatives permettant d'entrevoir certaines des limites écologiques de la transition conçue par BDI.

Au terme de cette étude de cas, nous proposons une comparaison avec les plans de transition du GIEC et de l'IEA. En évaluant la relative divergence ou convergence des plans, cela nous permettra

²⁵ Lorsque des données ou projections quantitatives étaient utilisées, nous avons privilégié la plupart du temps les données les plus à jour, soit celles de l'étude de 2021.

d'évaluer dans quelle mesure le cas allemand revêt une portée générale pour comprendre d'autres cas de transitions énergétiques capitalistes.

3.3 Synthèse théorique : Le régime d'énergie abstraite

Dans l'avant-dernier chapitre (chapitre 10) de notre thèse, nous présentons notre principale contribution théorique, celle du régime d'énergie abstraite. D'un point de vue méthodologique, cette proposition théorique s'appuie sur les attentes capitalistes quant à l'énergie que nous avons révélées par l'analyse thématique de contenu des documents du GIEC, de l'IEA et de BDI, attentes qui nous invitent à relier de manière différente certains phénomènes quant à l'histoire du capitalisme et son rapport à l'énergie. Seule la prospective capitaliste pouvait nous donner accès à la dimension *systemique* du rapport à l'énergie, de surcroît à *l'échelle internationale*. En même temps, la littérature sociohistorique nous permet de saisir les rôles capitalistes qu'a joués l'énergie par le passé, rôles qui, pour les intérêts objectifs de la classe capitaliste, doivent être conservés, même s'ils ne sont pas toujours nommés explicitement dans les documents des organisations étudiées. Ainsi, cette contribution théorique n'a pas la prétention de proposer une réinterprétation nouvelle et exhaustive de l'histoire de l'énergie à l'aune du capital, mais nous permet surtout de saisir ce que signifie un certain *business as usual* d'un point de vue énergétique, grâce à la combinaison de connaissances historiques, de données actuelles (Allemagne) et de tendances projetées (à travers les IAM et leurs résultats).

SECTION 2 : LES TRAJECTOIRES GLOBALES DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE CAPITALISTE

CHAPITRE 4

Le GIEC, cartographe des voies de transition énergétique à l'échelle internationale

The IPCC spelled out the two options henceforth facing the world: overshoot or revolution. It would be up to the “policymakers” to choose.

-Andreas Malm et Wim Carton (2024)

Dans ce chapitre, nous présentons la vision de la transition énergétique élaborée par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Nous défendons ici la thèse selon laquelle les principales recommandations du Groupe III du GIEC, tout en étant traversées par des tendances contradictoires reflétant l'état du débat scientifique, contribuent, par leur invocation d'un certain « consensus scientifique », à légitimer certaines caractéristiques du régime énergétique capitaliste. Tout en étant libre des intérêts économiques immédiats – ce qui lui a notamment permis de faire preuve d'une ouverture limitée à certaines idées critiques dans le dernier Rapport d'évaluation, la science produite par le GIEC n'en demeure pas moins profondément traversée par les paradigmes épistémologiques dominants. Comme ne le verrons, cela a pour conséquence de favoriser des recommandations énergétiques cherchant à éviter le bouleversement de la structure socio-économique.

Dans la littérature en sociologie des sciences, le statut du GIEC en tant qu'entité sociale est contesté : « communauté épistémique » de scientifiques transnationaux qui aurait facilité la formulation d'une réponse politique internationale (Haas, P. M., 1992), « organisation-frontière » (*boundary organization*) entre la science et la politique pour d'autres (Hughes, H., 2023) (Hoppe *et al.*, 2013), il est aussi parfois considéré comme une « quasi-organisation internationale » (De Pryck, 2022). Sans entrer dans le cœur de ces débats, puisqu'il dépasse les objectifs de notre recherche, nous retiendrons tout de même que le rapport entre science et politique demeure l'objet de tensions et de controverses dans le travail même du GIEC. Le GIEC, par sa nature et ses processus, se présente comme une organisation sociale qui a pour intention de produire du savoir *politiquement utile* et en même temps *scientifiquement rigoureux*, même si ces deux objectifs sont

en tension. Notre objectif ici ne sera pas de mettre en relief les tensions entre les processus scientifiques et politiques au sein du GIEC en tant que tel, mais de proposer une analyse sociologique de la conception du GIEC quant à l'énergie, à partir d'une analyse de contenu thématique du dernier Rapport d'évaluation. Nous ne nous attardons donc pas principalement aux acteurs et à leurs pratiques au sein du GIEC, mais à ce qu'ils ont écrit explicitement et aux implications socio-économiques de leurs recommandations, en prenant en considération la dimension inextricablement politique de leur intervention. À notre connaissance, cette analyse critique n'a jusqu'à présent pas été faite dans la littérature scientifique.

Avant de détailler les recommandations quant à l'énergie en tant que telle, nous présentons le GIEC et le fonctionnement de ses processus de rédaction. Cela nous amène également à préciser les perspectives du GIEC en lien avec les dimensions socio-économiques des enjeux du climat et de l'énergie. Notre contextualisation du travail de recherche et de réflexion du GIEC s'achève sur une présentation du cadre d'analyse utilisé pour évaluer les différentes options d'atténuation et sur une analyse des scénarios illustratifs élaborés pour guider les États dans leurs décisions politiques.

4.1 Le GIEC : origines, fonctionnement et processus de rédaction

Comme son nom l'indique, le GIEC constitue un groupe de chercheurs provenant de divers pays qui ont pour mandat d'étudier le climat. Il a été mis en place en 1988 par le travail conjoint de la *World Meteorological Organization* (WMO) et du *United Nations Environment Programme* (UNEP). Son travail consiste essentiellement à rédiger des rapports écrits qui constituent une synthèse des connaissances actuelles à partir d'une diversité de disciplines et grâce à l'apport des États membres (195 États membres de la WMO et du UNEP). Le GIEC ne prétend pas mener lui-même de recherches, mais évalue la littérature publiée sur les changements climatiques, les risques futurs, ainsi que les options d'adaptation et d'atténuation. La nature intergouvernementale de l'organisation est une des raisons clés ayant fait de cette organisation une institution écoutée par les États et ainsi influente dans les négociations climatiques (Hulme, 2016). Notons par ailleurs que sa création a été fortement encouragée par le gouvernement des États-Unis, avec pour intention de dissoudre le précédent comité formé par l'ONU et jugé menaçant (l'Advisory Group on Greenhouse Gases, AGGG) et d'impliquer les gouvernements dans la démarche dans le but de définir des « objectifs atteignables et raisonnables » (Fressoz, 2024, p. 304).

Les travaux du GIEC sont divisés en trois groupes de travail : le Groupe I se penche sur les changements climatiques en tant que tels, le Groupe II sur l'évaluation des impacts et l'adaptation et le Groupe III sur les options d'atténuation des changements climatiques. Les Rapports d'évaluation (*Assessments Reports*) constituent les documents centraux produits par les groupes de travail du GIEC et sont publiés dans un cycle de 5 à 7 ans.

La rédaction de ces documents constitue un processus à la fois scientifique et politique. Avant même la rédaction du rapport, des experts désignés par les gouvernements, les organisations observatrices²⁶ et le Bureau du GIEC établissent les grandes lignes du Rapport d'évaluation lors d'une « réunion de cadrage » (GIEC, 2018, p. 5). La première version du Rapport est écrite par des auteurs qui ont été sélectionnés par le GIEC à même les experts proposés par les gouvernements et organisations observatrices. Le dernier processus pour la rédaction du Groupe III a engagé le travail bénévole de 278 auteurs provenant de 65 pays. La première version du rapport est établie à partir de la littérature reconnue, en priorité les publications scientifiques, techniques et socio-économiques publiées dans des revues à comité de lecture, mais aussi des textes non soumis à une évaluation scientifique, mais établis par des organisations pertinentes (pouvoirs publics, organisations internationales, industrie, organismes de recherche). Ils doivent « considérer l'ensemble des points de vue scientifiques, techniques et socio-économiques exprimés dans des évaluations impartiales » (GIEC, 2018, p. 5). Les auteurs ont également l'obligation de se conformer à une terminologie type pour décrire l'incertitude. Des parenthèses indiquent le degré de confiance (*confidence*) envers la force des éléments probants, et le niveau de consensus (*agreement*) exprimé dans la littérature considérée. L'ensemble du processus doit être réalisé selon les principes qui structurent toute activité scientifique reconnue, soit les principes d'impartialité, d'objectivité, d'exhaustivité, de transparence et d'ouverture. Ce traitement des connaissances constitue à la fois une reconnaissance du caractère collectif de tout processus scientifique et une invitation à la critique.

²⁶ Selon les statuts du GIEC, tout organisme ou agence à but non lucratif, qu'il soit national ou international, gouvernemental ou intergouvernemental, peut être admis en tant qu'organisation observatrice. La liste des organisations comprend des organisations gouvernementales internationales (dont l'IEA et l'IRENA), des organisations non-gouvernementales (organisations écologistes, universités, associations industrielles) et des sections des Nations-Unies et la Banque Mondiale. Voir : <https://www.ipcc.ch/apps/contact/interface/organizationall.php>

Une première version longue du texte fait l'objet du « premier examen » par les experts désignés (qui ne sont pas auteurs), avant de passer par le « deuxième examen » effectué par les gouvernements et les mêmes experts. Cette étape inclut également l'examen d'une première version du Résumé pour les décideurs (*Summary for Policymakers*, SPM). La version définitive peut faire l'objet de réunions spéciales des auteurs, examinateurs et experts gouvernementaux, pour traiter notamment les points de désaccord. Les procédures précisent que les rapports doivent décrire les points de vue « éventuellement controversés » (GIEC, 2018, p. 11), surtout ceux qui font l'objet de débats politiques. Une fois établies les versions définitives par les auteurs (3^e version du rapport, 2^e version du SPM), le SPM est par la suite soumis à l'ensemble des États et fait l'objet d'une approbation « ligne par ligne ». Enfin, le groupe de travail approuve et accepte le rapport et le SPM avant sa publication. Par la suite, un rapport de synthèse (*Synthesis Report*, SYR) est produit à partir des rapports d'évaluation « dans un style non technique adapté aux décideurs » (GIEC, 2018, p. 14) et fait également l'objet d'un processus où la version *in extenso* et son résumé à l'intention des décideurs sont révisés à deux moments par les experts et les gouvernements.

Les textes finaux constituent donc le produit d'un certain consensus scientifique *et* politique. Du cadrage du rapport, en passant par la sélection des experts, l'examen par les gouvernements jusqu'à l'approbation du SPM « ligne par ligne », le texte, rédigé par des scientifiques, est travaillé par l'influence des gouvernements, leurs poids inégaux et leurs intérêts parfois divergents. Les États-Unis ont par exemple exercé de fortes pressions pour atténuer le lien entre le réchauffement climatique et les cyclones dans le rapport du GIEC de 2007, deux ans après l'Ouragan Katrina qui a dévasté La Nouvelle-Orléans (Tanuro, 2010, p. 20-21). Bien sûr, le SPM final est la partie la plus fortement sujette à des pressions politiques, puisqu'il constitue la partie sur lequel les équipes gouvernementales s'expriment le plus, car elle sera la plus consultée. Du point de vue des « signaux » envoyés au marché capitaliste et aux gouvernements, le SPM est donc plus susceptible de jouer un rôle prédominant. Malheureusement, le degré trop élevé de généralité du SPM nous oblige à porter notre analyse également sur le *Technical Summary* (TS) et les chapitres pertinents, afin de bien cerner la compréhension de la communauté scientifique concernant le système énergétique.

4.2 Une institution au service du *business as usual*

Afin de lire les recommandations du GIEC concernant l'énergie de manière critique, il nous faut rappeler les limites de ses travaux en lien avec notre problématique. Le GIEC, en tant qu'« institution de savoir » a fait l'objet de nombreuses et diverses analyses critiques, notamment dans le champ des *Science and Technology Studies* (STS) (De Pryck et Hulme, 2023). Nous nous intéresserons ici uniquement à souligner les éléments qui font du GIEC une institution favorable au *business as usual* du point de vue de l'ordre social. Guidé par l'idée d'écrire des rapports qui soient « *policy relevant but not policy prescriptive* », le GIEC prétend à une certaine neutralité politique, y compris et surtout dans le travail du Groupe III. Dans les faits, les processus et choix épistémologiques qui traversent son travail se traduisent par une position généralement plus favorable à un certain statu quo, soit au maintien des structures sociales dominantes.

Une partie de ces orientations peut s'expliquer par des moments clés de ses origines historiques. L'orientation consensuelle de l'organisation, dans sa volonté d'intégrer toutes les « parties prenantes », a eu pour effet pervers d'intégrer de nombreux experts du monde industriel privé, notamment plus d'experts des entreprises fossiles que des énergies renouvelables. La Maison-Blanche a également poussé la nomination des deux premiers présidents du Groupe III dont le premier était favorable à l'énergie nucléaire (Frederik Bernthal), tandis que le deuxième s'affichait climatosceptique et finira même lobbyiste de l'industrie fossile (Robert A.Reinstein). Brian Flannery a aussi pu être auteur principal du Groupe III pour les rapports de 1998 et 2007, alors qu'il était en même temps porte-parole de la pétrolière Exxon. À ses débuts, les rapports du Groupe III favorisaient ainsi une forme d'attentisme climatique et des solutions technologiques, le plus souvent en droite ligne avec la position des États-Unis selon laquelle l'objectif n'était pas de protéger le climat, mais « de protéger le bien-être économique des effets négatifs qui pourraient résulter du changement climatique » (Fressoz, 2024, p. 304-305, 317).

Pour exprimer leur rôle particulier, les scientifiques du Groupe III utilisent l'image du cartographe afin de présenter leur travail comme « neutre » et « non prescriptif » : dans la mise en place des politiques climatiques, les scientifiques *cartographient* les différentes voies possibles menant à certains buts et tentent de les caractériser, tandis que les gouvernements politiques maintiennent le

pouvoir politique de *décider* quelle voie suivre (Beck, S. et Oomen, 2021). Ce travail de cartographie se traduit d'abord et avant tout par l'usage des IAM.

4.2.1 Cartographier l'atténuation des changements climatiques avec les IAM

Les IAM constituent des outils mathématiques ayant la prétention de nous aider à comprendre certaines relations entre l'évolution des sociétés et le monde naturel, notamment le climat. Les frontières du système considéré, le niveau de détails, de même que la question générale qui est à la base de leur construction peuvent varier (Keppo *et al.*, 2021). Les IAM sont généralement catégorisés en deux grands ensembles : les modèles, plus complexes, basés sur les processus et l'énergie (*process- and energy-based*) et les modèles basés sur une analyse coûts-bénéfices (Stoddard *et al.*, 2021).

Les IAM s'appuient sur une certaine compréhension du fonctionnement de l'économie mondiale, des systèmes énergétiques, de l'usage de sols et du climat. En général, ces secteurs sont réduits à des « modules » distincts qui sont liés selon des rapports déterminés et ensemble forment l'architecture du modèle. Ces modèles sont dits « intégrés » en ce qu'ils combinent une diversité de sources de connaissances et tentent de saisir les interactions dynamiques entre la société et des éléments du système terrestres. Ces modèles tentent d'établir les conséquences d'un « module » sur un autre, mais aussi les possibles rétroactions entre différents éléments inclus dans le modèle. Les IAM prévoient généralement plusieurs répercussions en cascade parfois inattendues de certaines transformations, tout en laissant certaines de côté (par exemple, le rapport entre les migrations humaines et les changements climatiques) (Asefi-Najafabady *et al.*, 2021).

Jusqu'en 2008, les IAM utilisés pour les travaux du GIEC se consacraient surtout à établir les différentes voies d'émissions possibles en fonction d'une série d'hypothèses projetant certaines tendances sociales dans l'avenir. À partir de 2008, à la demande du GIEC, la communauté des modélisateurs a commencé à modéliser différents objectifs de concentration du CO₂ et leur implication en termes de température. Dès lors, ils ont été utilisés pour établir des combinaisons optimales de mesures permettant d'atteindre les différentes cibles de concentration de CO₂ atmosphérique. Par ce changement d'orientation, les IAM, initialement exploratoires, sont devenus

des outils déterminants dans les décisions politiques, leur conférant une autorité considérable dans les politiques climatiques (Dooley *et al.*, 2018).

Les IAM utilisés par le GIEC tentent de répondre à la question générale suivante : comment transformer le système énergétique dans le but de limiter le réchauffement climatique à 1,5° C d'ici 2100 ? L'usage des IAM a traduit ultimement cette question en une autre : comment transformer le système énergétique pour atteindre la « carboneutralité » en 2050 (Van Beek *et al.*, 2022) ? Cette traduction n'est pas anodine puisqu'elle implique non pas une absence totale d'émissions, mais des émissions « résiduelles » compensées par des mesures d'absorption ou de retrait du carbone.

Les différents scénarios explorés par les IAM sont établis sur la base d'une comparaison avec un scénario de référence, qui peut représenter soit les conséquences de l'absence de politiques visant la réduction des GES soit la poursuite des politiques climatiques déjà en place (sans effort supplémentaire). À partir du 5^e rapport d'évaluation du GIEC, publié en 2014, les scénarios de référence ont été raffinés et regroupés en catégories. Les *Shared Socio-Economic Pathways* (SSP) décrivent l'évolution probable de certains facteurs économiques et sociaux exerçant une influence sur les émissions de GES. Ces SSP constituent un cadre permettant d'harmoniser les hypothèses socio-économiques utilisées dans les modèles. Ils prétendent permettre de couvrir un ensemble de série d'incertitudes dans l'évolution des sociétés à partir de deux principales dimensions : les difficultés socioéconomiques à la réduction des GES (faibles ou élevées) et les difficultés socioéconomiques à l'adaptation aux changements climatiques (faibles ou élevées). Ce cadre produit cinq grands scénarii plausibles, qui impliquent des différences quantitatives quant à la croissance économique, aux revenus, à l'usage des carburants fossiles, à la démographie et à certaines dynamiques institutionnelles. Ils sont combinés à nouveau avec sept trajectoires représentatives de concentration des GES (*Representative Concentration Pathways*, RCP), qui représentent des scénarios conduisant à des niveaux spécifiques de forçage radiatif, pour produire les scénarios de base des modèles. Ces dernières données quantitatives constituent les intrants (*inputs*) des modèles. À partir d'une matrice menant à l'établissement de huit scénarios de référence (voir tableau 4.1), les modélisateurs peuvent ainsi faire varier les projections d'émissions (Cointe et Pottier, 2023).

Tableau 4.1 : La matrice des scénarios de référence, qui combinent 5 SSP avec 7 niveaux de forçage radiatif

Indicator for warming Approximate 2100 radiative forcing level (W/m ²)		SSP1 Sustainability	SSP2 Middle of the Road	SSP3 Regional Rivalry	SSP4 Inequality	SSP5 Fossil-fueled development	Previous RCPs
	8.0					SSP5-8.5 No additional climate policies reference scenario	RCP8.5
	7.0		No additional climate policies reference scenario	SSP3-7.0 No additional climate policies reference scenario			
	6.0	No additional climate policies reference scenario			SSP4-6.0 No additional climate policies reference scenario		RCP6.0
	4.5		SSP2-4.5				RCP4.5
	3.4				SSP4-3.4	SSP5-3.4-OS	
	2.6	SSP1-2.6					RCP2.6
	1.9	SSP1-1.9					

Source : (Cointe, 2023)

En 2015, en devenant le pilier du 5^e rapport d'évaluation du Groupe III du GIEC, les IAM ont acquis le rôle de phare dans les débats politique et scientifique sur le climat. Leur contribution est aujourd'hui considérée comme « inestimable » pour orienter les décisions politiques. La communauté de modélisateurs, principalement liée à des institutions et des réseaux scientifiques établis dans le Nord global (États-Unis, Europe), jouit d'avantages matériels et organisationnels supérieurs à ceux d'autres communautés scientifiques plus dispersées, en particulier sur les champs des sciences sociales et politiques.

Dans son annexe au rapport du Groupe III, le GIEC reconnaît quatre grandes critiques portées contre les IAM : 1) ils ne tiennent pas compte de certaines dynamiques importantes (coûts des dommages climatiques, limites à la bioénergie, dynamiques des développements technologiques²⁷,

²⁷ Les modèles ont souvent produit des prédictions optimistes pour les technologies de CCS et de BECCS et pessimistes pour le déploiement des panneaux solaires.

hétérogénéité des acteurs²⁸, disponibilité des technologies de CDR) ; 2) ils manquent de transparence, élément pourtant essentiel à toute corroboration scientifique sérieuse ; 3) ils décrivent les changements dans l'usage de l'énergie et des sols, mais sont silencieux à propos des « transitions socio-culturelles » qui pourraient impliquer une restructuration de la société et des institutions; 4) ils limiteraient l'éventail des futurs jugés pertinents et pousseraient les sociétés dans certaines directions sans un examen critique approfondi (IPCC WGIII, 2022, p. 1861-1862). À l'intérieur de la première critique, qui concerne sa capacité à bien représenter la réalité, Keppo *et al.* (2021) ajoutent que les IAM ont tendance à reproduire des représentations inadéquates des marchés financiers et de certaines rétroactions entre l'énergie et l'économie. Le GIEC soutient que des efforts importants ont été faits pour intégrer au mieux certaines dynamiques auparavant écartées. Ces critiques auraient favorisé des ajustements continuels dans la conception des scénarios, surtout sur le thème de la demande énergétique, des énergies renouvelables, des technologies de retrait du carbone et de la gestion des terres. Certains efforts auraient également été faits pour rendre plus transparents ses données et outils, pour favoriser la recherche interdisciplinaire sur les transformations sociales, ainsi que pour élargir les perspectives sur les scénarios envisagés. Par exemple, les scénarios qui modélisent une faible demande énergétique et un usage limité des BECCS illustreraient l'ouverture de la modélisation aux critiques des acteurs sociaux (p.1862). Keppo *et al.* (2021) soutiennent que la tendance à reproduire les perspectives des acteurs sociaux dominantes ne serait pas une caractéristique *inhérente* des IAM, mais un fait contingent, comme en témoignerait l'usage des modélisations pour rendre compte du potentiel des énergies renouvelables. Cette nuance limite cependant l'ouverture des IAM à des considérations technologiques et pas à des transformations sociales plus profondes.

²⁸ La plupart des plans issus des IAM ont pour présupposé implicite qu'une seule organisation peut être en mesure de réaliser le plan optimal. Autrement dit, ils ne prennent pas en compte la possible non-coordination des acteurs sociaux, pourtant monnaie courante dans le marché capitaliste globalisé. Il est par ailleurs peu probable que les actions des organisations et individus soient uniquement déterminés par une considération homogène pour les coûts (Roelich et Giesekam, 2019). Paradoxalement, les IAM tendent à fournir des raisons d'organiser une planification centralisée de l'économie, alors qu'ils ont pour fondement les principes de l'économie de marché. Leur regard englobant, celui de l'œil de l'État ou du pouvoir Scott, J. C. (2021). *L'oeil de l'État : moderniser, uniformiser, détruire* (O. Ruchet, trad.). La Découverte. , pourrait aussi paver la voie à une forme d'autoritarisme technocratique Beck, S. et Oomen, J. (2021). Imagining the corridor of climate mitigation – What is at stake in IPCC's politics of anticipation? *Environmental Science & Policy*, 123, 169-178.
<https://doi.org/10.1016/j.envsci.2021.05.011> .

Ces limites et d'autres encore²⁹ sont généralement bien connues de la communauté des modélisateurs, mais ne sont pas considérées comme suffisantes pour invalider la valeur épistémique du travail de modélisation. Les IAM sont souvent considérés comme difficilement remplaçables et, face à la critique, font l'objet d'un travail d'améliorations (Keppo *et al.*, 2021). Les scientifiques du GIEC, modélisateurs comme non-modélisateurs, les jugent indispensables, car ils possèdent une rare force analytique permettant de mettre en relation des dynamiques climatiques et des dynamiques sociales (Van Beek *et al.*, 2022, p. 197).

Cela étant dit, cette force doit être relativisée au regard d'une analyse critique de leurs biais et limites. Les IAM doivent en effet toujours être interprétés comme simultanément scientifique et politique (Carton, 2020; Dooley *et al.*, 2018; Lund, J. F. *et al.*, 2023). Les IAM utilisés par le GIEC témoignent, dans leurs présupposés, d'un rapport acritique à l'économie néoclassique, embrassent un biais technocentrique et sont favorables à plusieurs paramètres sociaux déterminants du *business as usual*. En d'autres termes, l'utilisation des IAM par le GIEC tend à le porter souvent implicitement à la défense d'un statu quo socio-économique (voir section 2.3.4).

4.2.2 Homogénéité des auteurs, hiérarchie épistémologique et cadre conceptuel orthodoxe

Au-delà du recours aux IAM, la reproduction des points de vue dominants se reflète dans le manque de diversité des participants aux diverses étapes de rédaction et de révision des travaux du GIEC. Malgré son engagement explicite envers la diversité de ses participants, le GIEC peine encore à lever les barrières à la participation des groupes sous-représentés, notamment les femmes et les peuples autochtones (Standring, 2023). Dans les processus où les équipes gouvernementales sont impliquées, la faible participation des pays dits « en développement » pose également problème depuis le premier Rapport d'évaluation (Hughes, H., 2023). Fait plus important pour notre réflexion, dans la composition des équipes d'auteurs prédominent les perspectives de certaines disciplines sur d'autres et le point de vue du Nord global. Par exemple, dans le processus de rédaction du 5^e rapport, le réseau des auteurs et co-auteurs, dont un petit noyau détient un pouvoir symbolique par leur participation aux rapports passés et par leurs travaux cités, étaient principalement issue de

²⁹ D'autres limites proviennent du traitement agrégé et à l'échelle globale des données considérés. Les IAM ne divisent pas le monde en pays mais en séries de régions, de même qu'ils ne modélisent pas les exigences temporelles fines des réseaux électriques d'heure en heure ou de jour en jour.

l'économie néoclassique, de l'ingénierie, de la physique et des autres sciences naturelles, tandis que les chercheurs des autres sciences sociales de même que les perspectives du Sud global ont joué un rôle marginal (Corbera *et al.*, 2016; Hughes, H. R. et Paterson, 2017).

Cette question de la diversité sociale des participants s'accompagne également, dans la production du savoir, par une hiérarchie épistémologique qui valorise les sciences de la nature et, dans les sciences sociales, les méthodes quantitatives, principalement associées à l'économie. Les sciences physiques sont placées au sommet de la pyramide des savoirs; la biologie, l'ingénierie et l'économie au milieu, tandis que les sciences sociales qualitatives et les humanités (philosophie surtout) sont considérées comme les formes de savoir les plus « faibles », sans compter l'exclusion complète des formes de savoirs autochtones. Cette faible prise en considération de la valeur des sciences sociales et des humanités au profit des savoirs positivistes aurait eu pour incidence une concentration sur les scénarios *business-as-usual* (C. Petersen, 2023).

De surcroît, lorsque les sciences sociales sont considérées, leur rôle demeure peu significatif et l'économie orthodoxe domine les débats. D'une certaine façon, les perspectives limitées du GIEC relèvent du point de vue limité de la littérature scientifique elle-même, de même que du cadrage conceptuel des questions qu'il tente de résoudre. Dans la prise en compte de la littérature scientifique en économie, la prédominance de l'économie néoclassique se reflète dans les travaux cités par le GIEC, colportant la matrice conceptuelle du « libre marché » et, par le fait même, l'absence de critique sur l'organisation capitaliste de sociétés (Tanuro, 2010, p. 20-21). Dans le 5^e rapport, certains passages, notamment dans le rapport du Groupe II, tendent souvent implicitement et sans justification à soutenir que l'ordre capitaliste serait plus résistant que les écosystèmes sur lesquels il repose pourtant (Wainwright et Mann, 2020, p. 63-65). De même, les concepts d'« adaptation » - concept issu de la biologie repris de manière acritique - et d'« atténuation » (*mitigation*) sont définis de manière à se référer uniquement à un ensemble de moyens techniques permettant de résoudre les problèmes climatiques, tout en continuant à maintenir un mode de production et de consommation identique. Dans le cas des travaux du Groupe III, la question de l'analyse critique de l'économie politique, en particulier la priorité accordée au profit dans l'économie capitaliste, ne constitue pas le point de départ fondamental de la formulation de solutions (Wainwright et Mann, 2020, p. 66). Dans certains passages, le GIEC reconnaît pourtant

la nécessité de profonds changements sociaux. Dans le Rapport spécial pour atteindre le 1,5° C publié en 2018, ces remarques n'ont eu cependant aucune influence sur les voies suggérées (*pathways*) : ceux-ci ne proposent aucun changement radical et reposent sur des « technological fixes » détachés des dynamiques sociales (Lidskog et Sundqvist, 2023).

Ainsi, en cherchant à rester politiquement *pertinent* sans devenir politiquement *prescriptif*, le GIEC a tendance à produire des recommandations qui sont relativement peu controversées d'un point de vue politique, ce qui aboutit à une position qui cherche à maintenir intacte l'ordre socio-économique. Outre la dimension intergouvernementale de l'organisation qui limite ces marges de manœuvre, cela peut s'expliquer, comme nous l'avons vu, par la marginalisation des savoirs critiques qui lui permettraient de faire preuve d'une véritable réflexivité critique sur les conditions de possibilité de son propre discours. Si le GIEC est bel et bien indépendant des intérêts immédiats de la classe capitaliste, le recours aux IAM, la composition de ses équipes, la hiérarchie épistémologique et le cadre conceptuel de ses recommandations n'embrassent pas moins implicitement les conceptions dominantes, un certain imaginaire du *nécessaire* et du *possible* qui reste inséparable de l'ordre social capitaliste dans son ensemble.

4.3 L'ouverture du 6^e Rapport aux sciences sociales et aux mesures *demand-side*

Le 6^e rapport se démarque cependant par une plus grande prise en compte de la littérature des sciences sociales. Certaines perspectives de l'économie écologique, de la décroissance et de l'économie marxiste ont été recensées à divers endroits dans le rapport et témoignent d'une certaine ouverture récente au pluralisme épistémologique au sein du GIEC. Pour notre analyse, il convient de souligner surtout comment la prise en compte de certaines idées issues du courant de la décroissance et de l'économie écologique ouvre à une considération de la transition énergétique comme d'un processus qui pourrait impliquer des transformations socio-économiques majeures et pas seulement des changements technologiques.

En concevant autrement la transition, le GIEC s'ouvre, modestement, à une remise en question du paradigme de la « croissance verte », qui croit pouvoir réaliser la diminution des GES tout en maintenant la croissance économique. Contrairement aux précédents rapports, le 6^e rapport reconnaît, dans le chapitre 5, que la transition énergétique, impliquée par l'atténuation des

émissions, ne pourrait pas se faire sans affecter considérablement la dynamique de croissance économique. À l'exception de certains passages, le découplage est la plupart du temps décrit comme « insuffisant », avec des taux qui « sont loin d'être suffisants », ce qui amène le GIEC à considérer, à certains moments du texte, la « croissance verte » comme une stratégie « trompeuse », « malavisée » qui « repose en partie sur la foi » (Parrique, Thimothée, 2022a).

Fait plus significatif, avec l'ajout du chapitre 5 intitulé *Demand, services and social aspects of mitigation*, le rapport ouvre l'éventail des options d'atténuation évaluées, en ne se confinant pas aux mesures de transformations technologiques du côté de l'« offre ». Associées en grande partie à certaines recommandations de l'économie écologique et du courant de la décroissance, les idées du chapitre 5 et certaines idées du chapitre sur les bâtiments (chapitre 9) concernent les mesures liées à la demande (*demand-side measures*), soit la question des modes de vie, des institutions et des normes culturelles associées à la consommation. La présence de ces idées dans le dernier rapport du GIEC reflète sans aucun doute la place grandissante de ces idées dans les publications académiques (Parrique, Thimothée, 2022b). Bien que le SPM et le TS ne fassent pas mention explicitement de la décroissance, le premier retient du chapitre 5 que les mesures liées à la demande peuvent réduire les émissions de GES de 40 à 70 % d'ici 2050 dans les secteurs d'usages finaux (*end-use sectors*), tout en étant compatibles avec l'amélioration du « basic well-being for all » (p.34)³⁰. Relativement à la question énergétique, le chapitre 5 soutient que des changements socio-économiques peuvent permettre d'augmenter le bien-être humain de tous, sans provoquer une augmentation de la consommation énergétique globale, dans la mesure où aurait lieu une réduction de la consommation énergétique dans les pays du Nord global (p.520).

Ainsi, le chapitre 5 et le chapitre 9 sont structurés à partir de principes normatifs qui viennent contester le statu quo de certaines tendances de consommation, notamment énergétique. Selon l'approche *Avoid-Shift-Improve* utilisé dans le chapitre 5, la demande en énergie et en matériaux, et conséquemment les émissions, peut être réduite en *évitant*, par exemple, de prendre l'avion, en opérant un *transfert* vers les transports publics et en *améliorant* l'enveloppe énergétique de nos

³⁰ Certains passages du SPM sont toutefois moins favorables à cette perspective. Par exemple, il soutient implicitement davantage un changement technologique qu'une socialisation de la mobilité, puisqu'il affirme, avec un degré de « confiance » plus grand que celui accordé aux mesures de réduction de la demande, que les véhicules électriques offre « le plus grand potentiel de décarbonation pour les transports terrestres » (p.32).

bâtiments. Quant au chapitre 9 sur les bâtiments, il est structuré selon l'approche *Suffisance-Efficacité-Renouvelable* développée par l'association Négawatt. Le concept de *Sufficiency* s'est même hissé jusqu'au SPM où il est défini comme un ensemble de « measures and daily practices that avoid demand for energy, materials, land and water while delivering human well-being for all within planetary boundaries » (p.31). Dans le TS, ce concept est distingué de l'efficacité en insistant sur la dimension à long terme et non technologique des mesures de suffisance : « sufficiency is about long-term actions driven by non-technological solutions, which consume less energy in absolute terms; efficiency, in contrast is about continuous short-term marginal technological improvements » (p.101). Ces principes normatifs s'accompagnent d'une remise en question de la corrélation entre bonheur et consommation (au-delà d'un certain seuil), d'une invitation à distinguer le nécessaire du luxueux et d'une reconnaissance du bénéfice social et écologique d'une diminution de la consommation marchande. En défendant des mesures de transformations sociales menées par des politiques publiques, le GIEC s'est ainsi ouvert à un élargissement du possible au-delà des œillères du mode de vie impérial prévalant dans le Nord global. Selon l'économiste de la décroissance Thimothée Parrique, le chapitre 5 pourrait même être considéré comme un « appel à la décroissance » (Parrique, Thimothée, 2022c).

Néanmoins, ce chapitre demeure relativement timide quant aux implications systémiques de ces mesures de réduction de la consommation. Même s'il plaide explicitement pour « prioriser le bien-être humain et l'environnement au-dessus de la croissance économique » (p.514), il ne va pas jusqu'à inviter au dépassement des relations sociales capitalistes, ayant tendance à traiter les mesures quant à la demande surtout comme des modifications des modes de vie (*lifestyle*). Sans une articulation systémique du rapport de co-constitution de la sphère de la production et de la consommation dans l'économie capitaliste, les mesures du côté de la demande, surtout lorsqu'elles s'appuient sur l'engagement volontaire, peuvent reproduire le mythe néolibéral de la « souveraineté du consommateur », selon lequel les consommateurs déterminent le cours de l'économie (et éventuellement des émissions de GES). Malheureusement, les politiques relatives à la demande sont trop souvent détachées des politiques visant les dynamiques de production, notamment énergétique. Pourtant, la dynamique de surconsommation ne peut être affrontée sans être en grande partie considérée comme un symptôme causé par la tendance inhérente de l'économie capitaliste à la surproduction.

Si les termes « profit » et « property rights » (surtout en lien avec la propriété intellectuelle) sont repérables ici et là dans le rapport, si la recension des écrits évoque bien (à un seul endroit) que certains chercheurs soutiennent que la « nature capitaliste de la société » produit un développement économique et social « unsustainable » (p.176), l'analyse du capitalisme comme formation sociale ne joue en réalité aucun rôle structurant dans l'évaluation des causes de la crise climatique, encore moins dans les obstacles à la sortie des carburants fossiles. De la même manière, du côté des recommandations, les termes « nationalisation », « expropriation », « economic democracy », « energy democracy », contrairement au vocabulaire de la décroissance, sont absents³¹ des près de 2000 pages du 6^e Rapport d'évaluation du GIEC et donc des perspectives de transformation du système énergétique. Ce sont pourtant des concepts et des propositions qui occupent une place importante dans les débats entourant la transition énergétique et qui sont susceptibles de faire une différence considérable pour l'atténuation des émissions, dans la mesure où elles permettraient d'imposer démocratiquement des limites écologiques à même la sphère de la production.

Ainsi, l'ouverture du GIEC à une remise en question des normes de consommation est susceptible de bouleverser certaines des attentes sociales du mode de vie impérial associé au régime énergétique du capitalisme. Cette ouverture ne touche toutefois pas aux causes systémiques profondes et reste, par le fait même, limitée dans ses implications quant à la transformation des rapports sociaux de l'ordre capitaliste.

4.4 Cadres d'analyse utilisés par le GIEC dans le 6^e Rapport d'évaluation

Les diverses options d'atténuation, notamment celles qui concernent les systèmes énergétiques, sont évaluées à partir de quatre perspectives : 1) une évaluation économique agrégative pour évaluer les choix à l'échelle systémique; 2) des perspectives éthiques sur l'équité, qui inclut des considérations pour les différents stades de « développement » des sociétés et les enjeux de justice distributive; 3) la perspective sur les transitions, qui se concentrent sur le rôle des acteurs et des processus dans les transitions technologiques et sociales; 4) une analyse des facteurs psychologiques-comportementaux et politiques (p.180). Dans les faits, cette diversité analytique

³¹ Le terme « expropriation » a une occurrence, mais en lien avec la question des données. Les termes « socialist », « socialism », « energy democracy » apparaissent uniquement dans les titres d'articles. L'effet bénéfique de la « démocratisation » des politiques climatiques est considéré comme ne faisant pas consensus dans la littérature.

n'accorde cependant pas une place égale à chacune des perspectives : la perspective économique domine l'ensemble du rapport. Elle est décrite d'emblée à l'ouverture du rapport comme « the most established and influential approaches to understanding the aggregate causes and consequences of climate change and mitigation across societies » (p.180).

Dans le cadre du chapitre 6 sur l'énergie, il n'y a ainsi rien de surprenant à ce que la perspective économique domine tout autant la hiérarchie des perspectives. Le chapitre est surtout organisé à partir de la modélisation, elle-même principalement appuyée sur l'économie néoclassique et sur la recherche de l'optimisation des coûts. Les différentes options considérées sont donc en grande partie sélectionnées sur la base de critères technico-économiques : elles doivent être à la fois les plus efficaces pour remplir les attentes du régime énergétique et se présenter comme les moins chères. Les critères techniques sont susceptibles de nous révéler les normes du régime énergétique capitaliste. Toutefois, l'accent mis sur les coûts plutôt que les profits tend à négliger le fonctionnement réel de l'économie capitaliste, menant à des projections peu probables dans la mesure où il est présumé que les transformations seraient menées principalement par le marché capitaliste (Christophers, 2024). Si l'apport de l'économie politique marxiste est bel et bien considéré dans la section du rapport sur les moteurs et contraintes à l'atténuation des changements climatiques (p.169), dans cette section, elle ne fait plus partie de l'horizon analytique, qui servira pourtant de trame pour l'ensemble du rapport. Seule la perspective des *carbon lock-in*, dont nous avons vu les limites (chapitre 1), demeure dans le cadre d'analyse, avec une place marginale par rapport à celle de la modélisation économique néoclassique.

4.5 Les *Illustrative Mitigation Pathways* : différentes voies de transition énergétique

Les scénarios de transition énergétique sont considérés par le GIEC à partir du concept de *Illustrative Mitigation Pathways* (IMP). Introduit par le Rapport spécial de 2018, ce concept a permis de dresser cinq scénarios quantitatifs qui permettent de « représenter certaines des principales conclusions de l'évaluation en termes de stratégies, d'ambitions et d'options différentes disponibles pour atteindre les objectifs de Paris » (p.173). Fondés à partir d'une perspective agrégative, les IMP sont essentiellement des « pathways of technological evolution and demand shifts reflecting broad global trends in social choice » (p.175). Autrement dit, ils reflètent surtout les dimensions géophysiques, économiques et technologiques de l'évaluation des options

disponibles. Le GIEC reconnaît explicitement les limites de ces scénarios : ils n'ont pas vocation à l'exhaustivité, ne tentent pas de présenter les voies socio-économiques « alternatives », n'explorent pas les questions de justice distributive ou environnementale. Ils ne sont par ailleurs pas interreliés avec l'évaluation, considérée ailleurs dans le rapport, des moteurs et contraintes permettant de réaliser les mesures préconisées (p.175).

Sélectionnés à partir de 2500 scénarios soumis à la base de données du GIEC pour le 6^e Rapport d'évaluation, les IMP représentent des « archétypes » (p.77) qui représentent différentes combinaisons de stratégies d'atténuation sectorielles compatibles avec un niveau de réchauffement donné. Ils sont constitués d'une description des principales caractéristiques qualitatives du scénario et de données quantitatives issues de la littérature sur les scénarios à long terme. Les cinq voies mettent chacune l'accent sur une caractéristique déterminante différente : un recours massif aux énergies renouvelables (IMP-Ren), une plus faible demande énergétique (IMP-LD), un recours important aux technologies d'émissions négatives (IMP-Neg), une réorientation vers une conception plus large du « développement durable » (*Shift Pathway*) (IMP-SP) et une implantation moins rapide et un renforcement graduel (*gradual strengthening*) des mesures d'atténuation (IMP-GS). Les deux autres voies illustrant des émissions plus élevées sont les politiques actuelles (CurPol) et l'action modérée (ModAct).

Tableau 4.2 : les IMP relativement aux scénarios de référence

Box TS.5, Table.1 | *Illustrative Mitigation Pathways (IMPs) and pathways illustrative of higher emissions in relation to scenarios' categories, and CMIP6 scenarios.*

Classification of emissions scenarios into warming levels: C1–C8	Pathways illustrative of higher emissions	Illustrative mitigation pathways (IMPs)	CMIP6 scenarios
C8 exceeding warming of 4°C (≥50%)			SSP5-8.5
C7 limit warming to 4°C (>50%)	CurPol		SSP3-7.0
C6 limit warming to 3°C (>50%)	ModAct		SSP2-4.5
C5 limit warming to 2.5°C (>50%)			SSP4-3.7
C4 limit warming to 2°C (>50%)			
C3 limit warming to 2°C (>67%)		IMP-GS (Sensitivities: Neg; Ren)	SSP2-2.6
C2 return warming to 1.5°C (>50%) after a high overshoot		IMP-Neg	
C1 limit warming to 1.5°C (>50%) with no or limited overshoot		IMP-LD IMP-Ren IMP-SP	SSP1-1.9

Source : (IPCC WGIII, 2022, p. 78)

Pour les fins de notre analyse et pour rester sur une base comparative avec le scénario de l'IEA, nous nous attarderons ici surtout aux trois IMP qui s'inscrivent dans des émissions compatibles avec un réchauffement de 1,5° C sans ou avec un dépassement limité, soit les voies LD, Ren et SP.

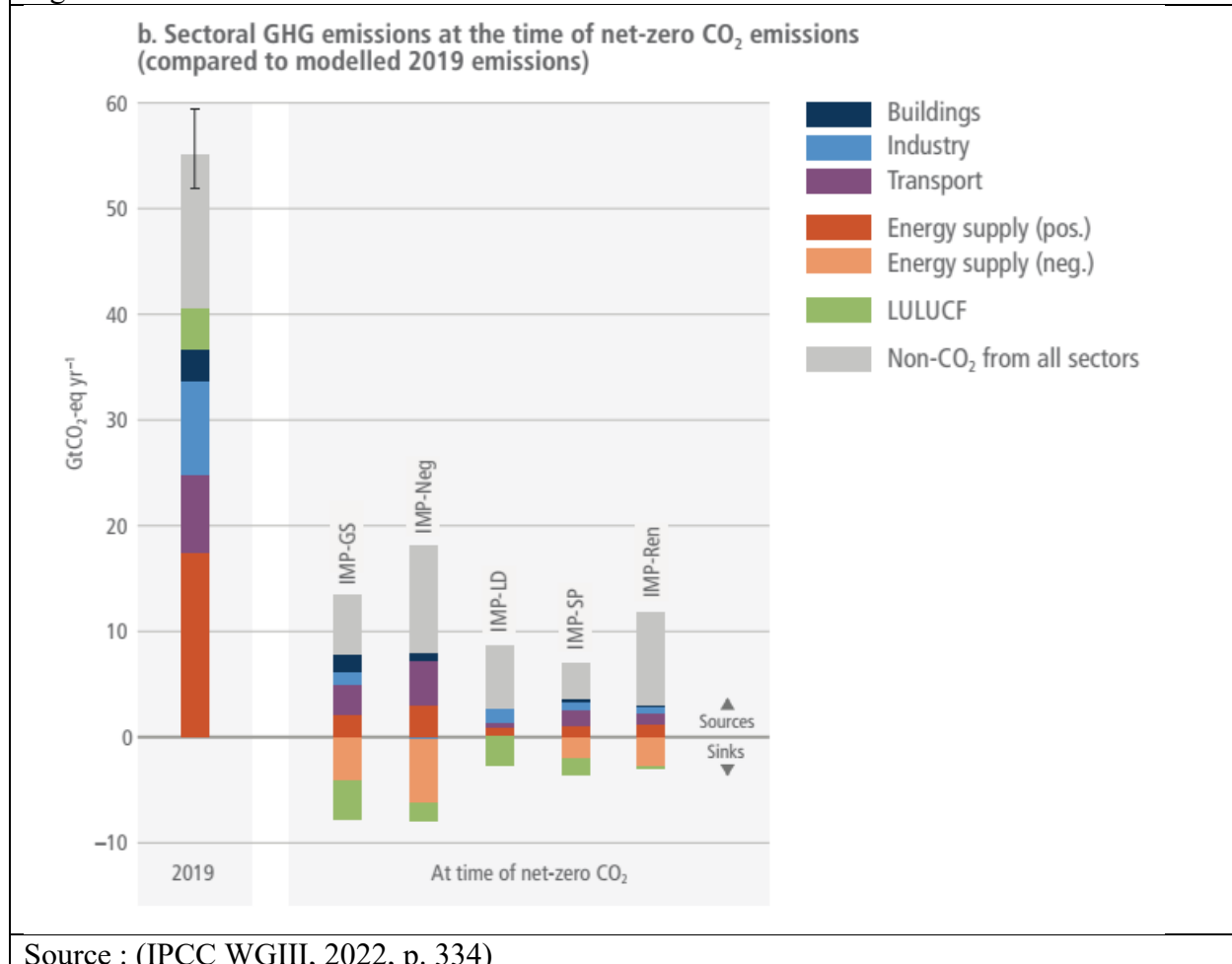
Tableau 4.3 : Description des trois IMP compatible avec un réchauffement limité à 1,5° C sans ou avec un dépassement limité

IMP	Caractérisation générale	Politiques	Innovation	Energie	Usage de la terre, alimentation et biodiversité	Mode de vie
Ren	Déploiement rapide des énergies renouvelables et électrification	Régime international efficace, incitatifs politiques et financiers pour les énergies renouvelables	Développement rapide des technologies électriques et des cadres réglementaires	Énergie renouvelable, électrification, couplage sectoriel, stockage ou <i>Power-to-X</i> , meilleures interconnexions		Changements de l'approvisionnement et de la demande pour mieux s'adapter aux énergies renouvelables.
LD	Usage efficace des ressources et changements dans les modèles de consommation, qui mènent à une plus faible demande en ressources, tout en assurant un haut niveau de satisfaction des besoins et services		Innovation sociale, efficacité, à travers tous les secteurs	Faible demande en énergie tout en assurant un haut niveau de service énergétique et la satisfaction des besoins; transfert modal dans les transports; diffusion rapide des meilleures technologies dans les bâtiments et l'industrie	Moins de gaspillage alimentaire et agricole; mode de vie moins carné	Changements de l'approvisionnement et de la demande; changements comportementaux
SP	Réorienter la trajectoire mondiale vers le développement durable, incluant la réduction des inégalités et la réduction des GES	Politiques de développement durable en plus de l'action climatique (réduction de la pauvreté, protection de l'environnement)		Faible demande en énergie tout en assurant un haut niveau de service énergétique et la satisfaction des besoins; énergie renouvelable	Moins de gaspillage alimentaire et agricole; mode de vie moins carné; reforestation	Changements de l'approvisionnement et de la demande

Source : (IPCC WGIII, 2022, p. 1878, Annex III)

À partir des réductions d'émissions par secteur (voir figure 4.1), il est possible de constater que le scénario LD se distingue des deux autres par l'absence d'émissions dans le secteur du bâtiment, une réduction de 90 % des émissions liées au transport (-80 % pour le Ren) et l'absence de recours à des sources énergétiques dites « négatives » en émissions (soit les technologies de BECCS). Le scénario SP comprendrait moins de sources d'émissions et de plus grandes proportions de puits liés aux sources « négatives ». Dans le chapitre 5, nous analyserons en détails les implications possibles de ces différentes transformations sectorielles sur les mécanismes de reproduction de l'ordre social capitaliste.

Figure 4.1 : Les émissions sectorielles des différents IMP lors de leur atteinte du net-zéro



4.6 La conceptualisation de la transition énergétique : un processus technique et socio-institutionnel

Dans le chapitre 6 sur les « systèmes énergétiques³² », le GIEC définit son objet de manière holistique, soit en intégrant les dimensions sociales aux éléments strictement physico-chimiques de l'énergie :

For this chapter, energy systems are defined broadly to include both physical and societal elements. The physical infrastructure includes all the infrastructure and

³² Le GIEC a tendance à utiliser le terme au pluriel. En fonction du contexte, nous emploierons le terme tantôt au pluriel, pour insister sur les différences nationales ou régionales, tantôt au singulier, pour insister sur l'intégration mondialisée des échanges énergétiques.

equipment used to extract, transform, transport, transmit, and convert energy to provide energy services. In addition to the physical system, a broad range of societal systems and dynamics are relevant to the energy system. Human societies use energy to transport themselves and the goods that they use and consume, to heat, cool, and light their homes, to cook their food, and to produce goods and services. Energy systems are therefore tied to the systems involved in the provision of these various goods and services. (p.618)

Cette définition englobante a pour effet de considérer que les mesures d'atténuation concernent autant des défis quant aux changements sociaux que des défis relatifs aux changements aux infrastructures, technologies et opérations (p.619). Par exemple, la transition énergétique pourrait bouleverser les priorités des États, puisque la « sécurité énergétique », entendue comme l'approvisionnement fiable à une énergie à bas coût, est souvent conçue comme un enjeu de sécurité nationale éminemment plus importante que les objectifs climatiques (p.623).

Par conséquent, le GIEC reconnaît que la transition énergétique ne constitue pas seulement un processus technico-managérial, mais aussi social, qui peut engager tant de la collaboration que des conflits sociaux:

The transition to net-zero energy systems is not just technological; it requires shifts in institutions, organisations, and society more generally. As such, it involves institutional changes alongside changes in supply, technology, or markets [Andrews-Speed 2016, Pai et al. 2021]. Institutional relationships between governments and energy sector actors (e.g., consumers, electricity companies) affect the nature of net-zero systems, as these entities may collaborate on or dispute net-zero goals and measures to achieve them. (p.681)

Les institutions publiques pourraient être dès lors être portées à contrôler davantage les transactions impliquant de l'énergie. Cela exigerait également que les lois et institutions politiques qui « dirigent les échanges et protègent les droits de propriété » soient différentes. Sans préciser très clairement la nature de ces transformations, le GIEC évoque la modification des règles et subventions qui favorisent les systèmes intensifs en carbone (p.682). Les transformations institutionnelles liées à cette transition impliqueraient par ailleurs des transformations dans les normes, les croyances et les idées, notamment celles entourant les objectifs poursuivis par les « économies modernes » et la « croissance verte » (p.682).

Cette approche holistique du système énergétique et de la transition amène les auteurs du chapitre à évaluer les différentes options pour réduire les émissions en fonction de dimensions à la fois géophysiques, environnementales-écologiques, technologiques, économiques, socioculturelles et institutionnelles (p.630). Cependant, l'interrelation de ces facteurs et leur hiérarchie ne semblent pas problématisées, du moins pas fondamentalement. L'éclectisme méthodologique qui en émerge porte ainsi le défaut de traiter comme un facteur parmi d'autres la question des contraintes à l'accumulation capitaliste. Pourtant, la disponibilité des ressources géophysiques dépend notamment, dans une société capitaliste, des coûts et de la rentabilité de l'extraction, tout comme la mise à l'échelle technologique dépend grandement des conditions économiques du financement de la recherche et développement. De même, les conditions institutionnelles de la propriété publique des infrastructures énergétiques peuvent avoir des effets déterminants sur la rapidité des transformations énergétiques, comme en témoigne l'exemple historique du nucléaire en France. Enfin, de manière plus significative, la dimension économique de l'évaluation se concentre uniquement sur la question des coûts, de l'emploi et de la croissance économique. Pourtant, dans les économies capitalistes, ce qui détermine l'investissement relève surtout des perspectives de rentabilité (Christophers, 2024). Les coûts des différentes options importent certes, mais jamais en eux-mêmes, toujours relativement à la rentabilité.

4.7 Conclusion

Comme nous l'avons analysé dans ce chapitre, le GIEC constitue une organisation scientifique dont les résultats sont filtrés par certains processus politiques. Au-delà des pressions intergouvernementales auxquelles il peut parfois faire face, ses choix épistémiques fondamentaux l'amènent tendanciellement à soutenir un certain statu quo socio-économique, malgré son appel à des transformations énergétiques importantes pour décarboner l'économie. Ces processus et choix épistémologiques, en raison de l'homogénéité relative des acteurs, du privilège accordé à la modélisation (IAM), à l'économie néoclassique et du parti pris favorable aux solutions techniques, se traduisent par une position souvent favorable au maintien des structures sociales dominantes.

Dans le 6^e Rapport d'évaluation, le GIEC a rompu quelque peu avec certaines de ses orientations passées, en s'ouvrant aux mesures sociales visant à réduire la demande et en modélisant un scénario illustratif qui lui correspond. La récente ouverture aux sciences sociales est venue donner une

légitimité à ces mesures favorisant une réduction de la demande énergétique. Elle a également favorisé le développement d'une approche holistique de la transition, permettant de l'évaluer à partir d'une multiplicité de dimensions. Cette ouverture disciplinaire ne fait toutefois pas des dynamiques de l'économie capitaliste le cœur de son analyse. Cela l'a néanmoins mené à la sélection, parmi les différentes voies illustratives de transition, d'un scénario caractérisé par un faible demande énergétique (LD). Il nous faut maintenant étudier plus en détail les dimensions matérielles des diverses sources et formes énergétiques impliquées par les recommandations du GIEC, afin de juger dans quelle mesure elles tentent ou non de préserver les conditions de l'accumulation capitaliste à l'échelle globale.

CHAPITRE 5

GIEC : le « consensus scientifique » sur les dimensions matérielles de la transition énergétique

Comme nous l'avons vu au précédent chapitre, le GIEC constitue, en raison de sa composition et de ses méthodes, une institution à la fois politique et scientifique aux recommandations favorables au *business as usual*. Avec cette perspective à l'esprit, nous analysons maintenant en détail les dimensions matérielles de la transition énergétique défendue par le GIEC. Cette analyse détaillée nous permet de faire ressortir un certain nombre de fonctions du régime énergétique considéré comme « normales » ou « naturelles » pour toute société « moderne » du point de vue d'un certain consensus scientifique. Dans la suite de la thèse, ce point de vue « scientifique » pourra alors être mis en contraste avec des points de vue plus étroitement intéressés à la préservation des rapports sociaux capitalistes, ceux de l'IEA et du patronat allemand.

Dans le chapitre 6 sur les systèmes énergétiques, le GIEC dresse la liste des différentes options permettant de décarboner les systèmes énergétiques. Il rend compte des dimensions techniques de chacune et fait l'état de la littérature scientifique sur leurs implications écologiques, géographiques, économiques et sociales. Le GIEC reconnaît qu'il existe une pluralité de voie de transition énergétique possible vers un système énergétique sans émissions nettes, en fonction entre autres des facteurs suivants : le développement technologique, les ressources énergétiques domestiques, le climat régional, la configuration actuelle du système énergétique déterminée par les infrastructures existantes, l'intégration régionale, les préférences sociales, le leadership technologique et économique pour dégager de la croissance (avantage compétitif), le degré de souci pour la sécurité énergétique (dépendance aux importations notamment), la densité de population et les objectifs sociaux poursuivis par les politiques publiques (p.683-684). La considération pour l'ensemble de ces facteurs pouvant affecter la trajectoire de transformation d'un système énergétique nationale témoigne encore une fois d'une ouverture à considérer la dimension inextricablement sociopolitique de toute transition, au-delà de sa stricte dimension technique.

Malgré ses nécessaires variations nationales, le GIEC soutient toutefois qu'au moins sept caractéristiques devraient probablement être partagées par les différents systèmes énergétiques (p.672) : 1) des usages limités et ciblés des carburants fossiles, 2) un système électrique sans émissions nettes de CO₂ ou à émissions négatives, 3) une large électrification des usages finaux, 4) le recours à des « carburants alternatifs » dans les secteurs où l'électrification est difficile, 5) une réduction de la consommation énergétique et une amélioration de son efficacité, 6) une plus grande intégration du système énergétique, 7) le recours à des technologies d'élimination du dioxyde de carbone (*Carbon dioxide removal*, CDR). Passons maintenant à l'analyse critique de chacun de ces éléments.

5.1 Usages limités des carburants fossiles : éviter une dévalorisation brutale du capital fixe

Selon le GIEC, la transition vers des systèmes énergétiques carboneutres implique une réduction massive de l'usage des carburants fossiles, mais pas leur élimination complète : leur quantité diminuerait de 52 à 73 % par rapport à 2020 (p.688), laissant un système énergétique constitué de 74 à 82 % d'énergie primaire avec de faibles ou sans émission (p.672). Il soutient que la quantité précise d'énergie fossile dépendra des « coûts relatifs » de ces carburants, de l'électrification, des carburants alternatifs et du CDR. Ces carburants pourraient donc persister là où la somme des coûts des carburants fossiles *et* de la gestion des émissions de carbone (par CDR ou CCS) est inférieure aux coûts des énergies non fossiles. Dans la majorité des cas, l'électrification et les carburants alternatifs devraient cela dit se révéler moins chers. Tandis que l'usage du charbon pourrait devenir marginal (chute de 78 à 99 % de la consommation selon les scénarios), une demande résiduelle devrait persister pour le pétrole et le gaz en raison de leur « haute densité énergétique » (p.672). Malgré une chute importante, mais très variable selon les scénarios de 30 à 78 % dans les usages (par rapport à 2020), le pétrole persisterait probablement encore en 2050 (p.700). Quant au gaz fossile, il pourrait persister au-delà de 2050, notamment pour la production électrique, les industries et le chauffage, en particulier dans les pays « en développement » (p.699). Le gaz naturel liquéfié pourrait « potentiellement » représenter une alternative moins carbonée aux carburants et hydrocarbures liquides, en plus de fournir une option de production d'hydrogène moins chère que l'électrolyse (p.647). La réduction de la consommation de gaz fossile par rapport à 2020 varie de 21 à 62 % selon les scénarios (p.699).

Ainsi, selon le GIEC, la transition énergétique n'exigerait pas nécessairement de se débarrasser complètement des carburants fossiles, mais exigerait seulement que leurs émissions soient captées : « Fossil fuels could play a role in climate change mitigation if strategically deployed with CCS (*high confidence*). (p.646) » Le mécanisme principal pour réduire les émissions ne consisterait pas à se libérer de tous les usages des carburants fossiles, mais seulement de ceux dont les émissions ne sont pas captées, ce que le jargon appelle les « unabated fossil fuels ». Dans le SPM, le GIEC exprime clairement que la construction de nouvelles infrastructures de « unabated fossil fuels » provoquera un verrouillage des émissions de GES (p.28). Ainsi, l'usage des carburants fossiles *avec CCS* pourrait se poursuivre et permettre d'utiliser l'énergie fossile disponible dans le monde et de limiter les actifs échoués (p.646). Le SPM est très clair à cet égard, puisqu'il précise que la transition vers des sources d'énergie avec peu ou sans émissions de carbone peut se faire par des sources renouvelables *ou* des carburants fossiles avec CCS (p.24). L'usage des technologies de CCS n'aurait pas seulement pour avantage de permettre de continuer l'extraction des ressources fossiles, mais ouvrirait la voie à la mise à l'échelle des technologies de retrait du carbone (par BECCS) (p.647).

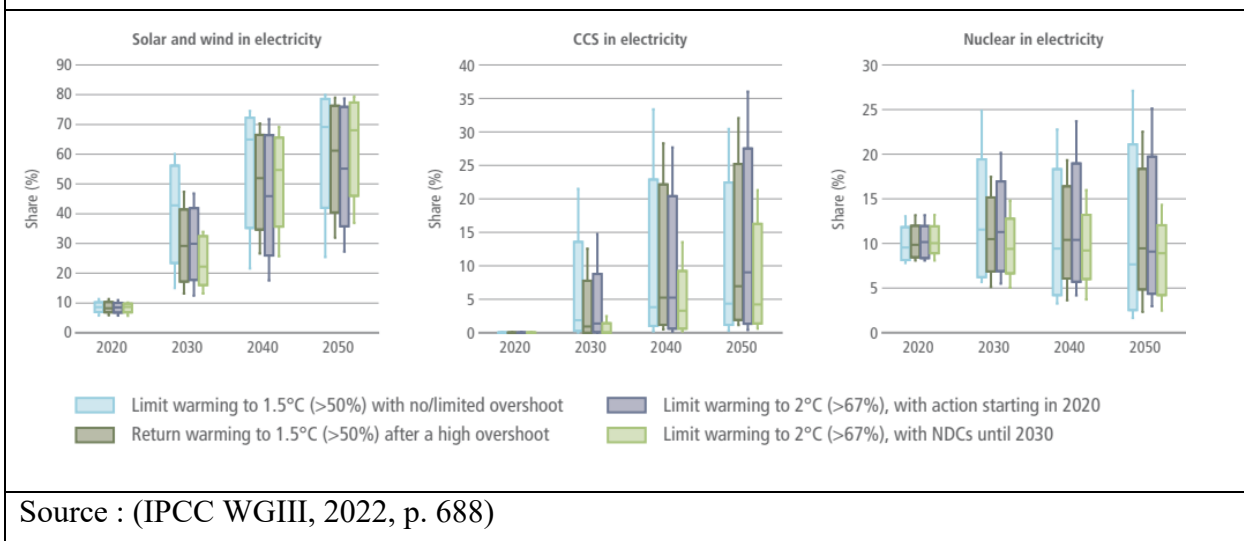
La persistance des énergies fossiles dans les trajectoires considérées par le GIEC a pour corolaire le rejet d'un scénario cheminant vers un système *énergétique* 100 % renouvelable. Selon le GIEC, cette configuration pour l'ensemble du système énergétique – et pas seulement pour le système *électrique* – poserait une série de défis technologiques, réglementaires, commerciaux et opérationnels qui rendent sa « compétitivité incertaine » (p.676). D'un point de vue technique, le débat sur la faisabilité d'un tel système met en opposition des présupposés différents sur la flexibilité et l'intégration du système, les options de stockage, les conséquences sur la demande en matériaux et la capacité des énergies renouvelables à remplir des fonctions de haute température et de mobilité (p.333). Le GIEC souligne que les études scientifiques qui modélisent une telle proposition sont encore peu nombreuses, même si celles-ci montrent qu'il est possible de modéliser un tel système (p.332). Elles auraient par ailleurs pour limites de ne considérer qu'un nombre limité de technologies et de ne pas optimiser la trajectoire la moins chère. Il souligne par ailleurs que ces études tendent à se concentrer sur l'électrification des usages et par le fait même à recourir moins aux biocarburants et à l'hydrogène que le reste de la littérature sur la décarbonation (p.676).

La position du GIEC quant aux carburants fossiles révèle une fois de plus certaines tendances favorables au *business as usual* de l'institution. Orientée par les calculs d'optimisation des IAM, la recommandation du GIEC n'envisage pas une sortie complète et légitime plutôt des moyens permettant de poursuivre l'exploitation du pétrole et du gaz (la capture du carbone). En termes économiques, cela se traduirait par une dévalorisation du capital fixe plus facile à absorber pour les propriétaires d'actifs fossiles. Du point de vue énergétique, il s'agirait ainsi de maintenir les principaux avantages des carburants fossiles aussi longtemps que possible et ainsi de maintenir les normes du régime énergétique. D'une certaine façon, le GIEC tend ainsi à reconnaître la difficulté pour l'économie capitaliste mondiale de se débarrasser des énergies fossiles. Cela étant dit, cette conclusion s'explique, dans le cadre d'analyse du GIEC, essentiellement par la question des coûts comparatifs, plutôt que par une incapacité des autres options techniques à répondre adéquatement aux normes du régime énergétique.

5.2 Système électrique carboneutre : miser sur l'abondance du soleil et du vent

Les systèmes énergétiques carboneutres vont reposer sur des systèmes électriques carboneutres ou négatifs en termes d'émissions. Les sources sans ou à faibles émissions produiraient 97 à 99 % de l'électricité dans le monde (p.688). Les énergies renouvelables « variables » (soleil, vent) devraient constituer la plus grosse part des mix régionaux (entre 40 et 80 % de la production électrique). Cette orientation de la transition serait justifiée par deux principales raisons : la question des coûts et la question de l'abondance. La rapide chute des coûts des panneaux solaires, des éoliennes et des batteries des dernières années fait croire que les investissements pourraient affluer facilement. Dans plusieurs régions, l'électricité provenant du soleil et du vent serait maintenant moins chère que celle issue des sources fossiles, tandis que les voitures électriques sont de plus en plus « compétitives » et le stockage à long terme de plus en plus viable (p.89). En outre, le potentiel technique d'énergie solaire disponible sur terre excède toutes les autres énergies renouvelables et dépasse de loin la somme de l'énergie nécessaire pour assurer la transition au cours du prochain siècle (p.631). Quant à l'énergie du vent, s'il est inégalement réparti sur la Terre et selon les périodes de l'année, il existerait néanmoins des « points chauds » (*hotspots*) sur tous les continents (p.635), ce qui en ferait également une source énergétique de choix.

Figure 5.1 : Mix électrique dans différents scénarios



5.2.1 Limites des énergies renouvelables variables : des énergies inflexibles, difficiles à marchander et intensives en surface

Le GIEC reconnaît toutefois que les sources d'énergie variable font face à certaines limites et difficultés : 1) leur intégration au réseau; 2) leurs effets sur le marché de l'électricité; 3) les ressources en surfaces et en minéraux nécessaires.

Selon le GIEC, la réalisation d'un système électrique carboneutre n'implique pas nécessairement qu'une alimentation à 100 % renouvelable devrait être recherchée « dans toutes les circonstances », en raison des difficultés d'intégration au réseau. Le GIEC juge que les « défis économiques et opérationnels » augmenteraient de façon non linéaire à mesure que le pourcentage d'énergie renouvelable s'approcherait de 100 %, en raison de leur variabilité. Au-delà de 75 % de la production électrique annuelle, des ressources complémentaires sont jugées nécessaires pour assurer la demande d'heure en heure. Des capacités de stockage saisonnier et des centrales électriques fermes et d'autres sources flexibles ou *dispatchables* (hydroélectricité, nucléaire, centrales thermiques fossiles avec CCS, géothermie, petites centrales fossiles avec CDR pour compenser ses émissions) seraient nécessaires afin d'assurer la « fiabilité » et « l'adéquation des ressources » (p.674). Dans les sources de flexibilité, les avancées technologiques du côté des centrales thermiques au gaz et à l'hydrogène et des centrales nucléaires semblent prometteuses aux yeux du GIEC. Ces centrales démarrent plus vite, opèrent avec une plus basse puissance (*lower*

power output), peuvent plus rapidement opérer des changements dans le débit, ce qui permettrait de rendre plus sûre et moins chère l'intégration du solaire et de l'éolien et l'électrification des usages finaux (p.651). Dans les scénarios limitant le réchauffement à 1,5° C (voir Figure 5.1), la part des centrales thermiques avec CCS pourrait représenter de 0 à 30 % de la production électrique, tandis que le nucléaire pourrait varier de 2 à 25 %.

Par ailleurs, l'intégration accrue du système, la numérisation et une plus grande flexibilisation du réseau (par la demande et des convertisseurs) seraient également nécessaires (p.650). La flexibilité permettrait de réduire les coûts d'intégration des énergies renouvelables, incluant le stockage, les réponses de la demande, le couplage sectoriel tout en augmentant la complémentarité entre l'éolien et le solaire (p.632)³³. La stabilité du système électrique et de l'ensemble du régime énergétique impliquerait, afin d'accueillir les énergies renouvelables variables, un ensemble de mesures de complémentarité et de substituabilité permettant d'assurer une énergie abondante de manière intemporelle.

Si le GIEC reconnaît la difficulté d'établir un système électrique 100 % renouvelable, il reconnaît qu'il n'existe pas « de limites techniques supérieures à la pénétration de l'électricité renouvelable » (p.676). Le principal problème de l'établissement d'un tel système semble surtout économique : la valeur économique des capacités éoliennes et solaires additionnelles décroît généralement à mesure que leurs parts augmentent, phénomène que subiraient également les capacités complémentaires. La contradiction relèverait ainsi surtout du rapport entre le « modèle du marché » (*market design*) et l'électricité renouvelable qui, par son abondance parfois imprévisible, peut mener à un coût marginal nul. Le GIEC remarque que les faibles coûts d'opération des panneaux solaires ont tendance à réduire les coûts sur les marchés de l'électricité et par le fait même à réduire l'incitatif

³³ Par ailleurs, le système électrique serait transformé dans ses opérations et sa planification afin de davantage prendre acte des variations de production. Afin de remplir ses rôles fonctionnels, soit de produire de l'énergie, d'avoir des capacités supplémentaires à disposition et de réguler en temps réel le flux électrique pour assurer sa stabilité (*ancillary services*), le système électrique devrait avoir recours à une diversité de types de capacités de production, de stockage énergétique à court et long terme et de moyens de transmission. L'ensemble de ces transformations exigerait une plus grande « planification et des opérations coordonnées » entre les parties du système, mais aussi entre les secteurs et les aires géographiques (p.674). De la même façon, l'idée que certaines sources de génération seraient nécessaires pour le *baseload*, l'intermédiaire et le *peak load*, serait remplacé par une planification et des marchés davantage orientés sur la flexibilité de la demande, les infrastructures du réseau, le stockage selon différentes temporalités et un plus grand couplage entre le secteur énergétique et les secteurs des bâtiments, des transports et des industries (p.91).

à de nouvelles installations, puisque cela réduit d'autant les possibilités de les rentabiliser. La réduction des coûts d'installation des nouvelles capacités pourrait partiellement résoudre cette dévaluation, mais cela exigerait surtout l'ajout de lignes de transmission, de capacité de stockage et, plus fondamentalement, des « ajustements à la conception du marché de l'électricité » (p.632). Encore une fois, nous constatons que le principal obstacle aux énergies renouvelables ne relève pas tant de leur profil spatio-temporel en tant que tel ou des difficultés techniques à répondre aux normes du système électrique, mais *de la relation de ce profil à un certain fonctionnement du marché (libéralisé)*. Sur cet aspect, le GIEC ne semble par ailleurs pas prendre toute la mesure des problèmes de rentabilité du secteur des énergies renouvelables en raison de son attention exclusive à la question des coûts (Christophers, 2024).

Outre leur plus difficile intégration au réseau en raison de la variabilité de leur production et certaines difficultés de financement dans les pays en développement (p.630), les panneaux solaires exigeraient d'importantes surfaces et pourraient créer des difficultés (conversion de l'usage des terres, impact sur la biodiversité), mais cette dimension spatiale n'est pas conçue comme une limite absolue. Avec une densité de 1 MW pour deux hectares avec une efficacité de 20 %, combler la demande globale en énergie exigerait 0,2 % des terres dans le monde (p.632), ce qui paraît raisonnable pour le GIEC. Quant à l'extraction minière, le GIEC soutient, sur la base des données de l'IEA, que les matériaux nécessaires à la production des panneaux solaires sont disponibles, ont des substituts possibles et peuvent être recyclés (p.632). Bien que les conséquences écologiques de l'extraction minière soient ouvertement reconnues, les limites de ressources pour les panneaux solaires, les éoliennes et les véhicules électriques ne sont pas considérées comme des facteurs ayant le potentiel de limiter la réalisation de la transition (p.637). D'autre part, la question à savoir si la « ruée minière » provoquée par la transition énergétique vers les éoliennes, les panneaux solaires et l'électrification pourrait éventuellement annuler les réductions de GES n'est pas évaluée de manière systématique (Izoard, 2024).

Quant aux éoliennes, leur développement pourrait aussi être limité par la « disponibilité » des terres dans les régions riches en vent (*wind power-rich areas*), le manque d'infrastructure, et l'accès à du financement, en particulier dans les pays « en développement » (p.634) Le potentiel des éoliennes *off-shore* est plus grand que pour les éoliennes sur terre, car les vents sont plus forts et moins variables. Cependant, leurs coûts sont plus élevés, pour la construction, l'entretien et la

transmission. (p.635) Citant favorable un rapport de l'IRENA, le GIEC considère que les éoliennes flottantes pourraient « révolutionner » la filière des éoliennes *off-shore* en permettant d'exploiter l'important potentiel de vent (*abundant wind potential*) là où les fonds marins sont trop profonds pour des installations fixes (p.635). Les barrières à l'investissement dans les éoliennes se situeraient surtout dans les coûts en capitaux, la longueur des périodes de rentabilisation et les difficultés d'accès à des capitaux (p.637). Chercher de l'énergie éolienne abondante et fiable pour satisfaire les volumes exigés par le régime suppose de repousser les frontières extractives. Les éoliennes *off-shore*, de surcroît flottantes, se proposent d'ouvrir de nouveaux espaces extractifs de « gisements éoliens », des espaces éloignés de toute vie sociale.

5.3 Électrification des usages : profiter de la polyvalence de l'électricité

À la décarbonation des sources d'électricité se combinerait l'électrification grandissante des usages finaux. L'électricité est considérée comme une forme énergétique polyvalente, plus efficace que les carburants et qui peut être utilisée directement avec un bon facteur de conversion, ce qui limite les pertes énergétiques (p.91).

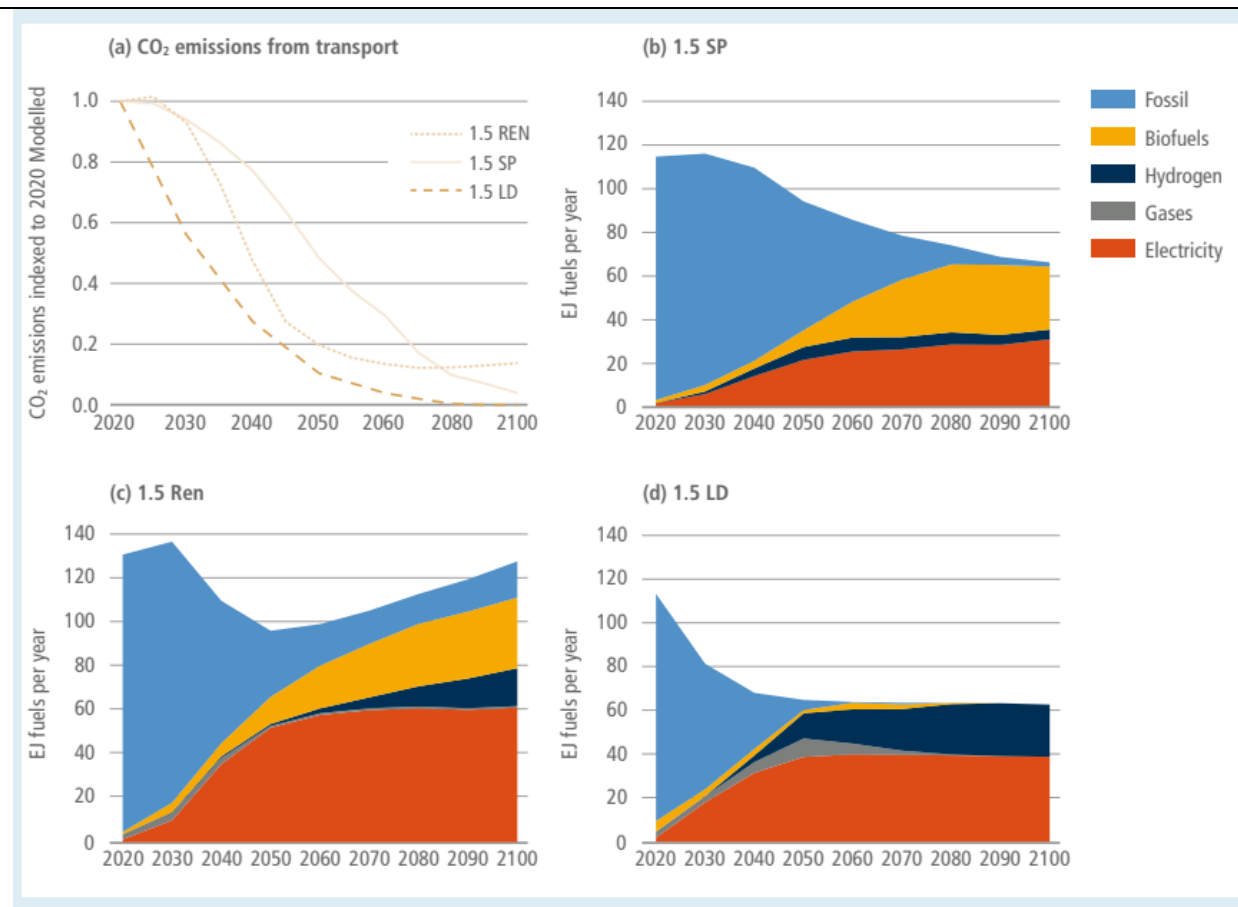
Dans les scénarios considérés par le GIEC, l'intervalle interquartile quant au degré d'électrification de l'énergie finale est de 48 à 58 %, mais certains scénarios peuvent envisager une électrification de plus de 80 % (p.676 et p.691). Les variations entre les projections s'expliqueraient principalement dans les différences quant à la capacité future de l'électricité à servir, à un coût « compétitif », les besoins du transport des marchandises par bateaux et avions, de même que les attentes de l'industrie lourde (ciment, acier, chimie). Des améliorations dans les batteries pourraient rendre possible l'électrification du transport de longue distance, mais une bonne partie du transport des marchandises serait surtout transféré des camions et des avions vers les chemins de fer, presque totalement convertible à l'électricité (p.677). Dans le cas des transports lourds et des industries, l'électricité serait en concurrence avec les biocarburants, l'hydrogène, mais serait également d'autant moins nécessaire que les dispositifs de captage du carbone sont développés et permettent des émissions résiduelles (p.676). Si plusieurs incertitudes demeurent sur les développements technologiques permettant d'augmenter l'électrification de l'industrie lourde, ce qui serait véritablement déterminant relèverait du coût économique et de la disponibilité des options concurrentes d'atténuation des émissions (p.677).

L'électrification grandissante des usages soumettrait par ailleurs le réseau électrique à d'importants défis. À la variation du côté de la production s'ajouteraient des variations et d'éventuels pics de demande liés aux véhicules électriques et au chauffage. Ces défis devraient pouvoir se résoudre par une plus grande intégration du réseau, par des technologies de contrôle numérique et certaines mesures de flexibilisation (p.650). L'intégrité du régime énergétique pourrait être maintenue moyennant certains moyens techniques supplémentaires.

5.4 Le recours aux « carburants alternatifs » : des compléments indispensables à l'électrification

Malgré les possibilités importantes d'électrification des usages finaux, les systèmes énergétiques carboneutres « devront s'appuyer » (*will need to rely*) sur des carburants dits « alternatifs ». Plusieurs secteurs ne se prêteraient pas à l'utilisation de l'électricité et seraient, sans ces carburants, difficiles à décarboner. Ces carburants, principalement l'hydrogène, ses dérivés (ammoniaque, alcool, carburants synthétiques) et les biocarburants peuvent être produits de manière carboneutre et sans carburants fossiles. Par leur haute densité, ils pourraient combler des usages où l'électrification est techniquement difficile : outre les usages dans les transports et les industries déjà nommés, ils pourraient aider à assurer la stabilité d'un système électrique principalement alimenté aux énergies renouvelables variables (p.677). Le régime énergétique ne semble pouvoir se diriger vers une électrification complète sans sacrifier ses normes d'abondance, de polyvalence d'intemporalité et de transportabilité. Les carburants alternatifs se présentent comme les garants de la transportabilité, de la complémentarité et de la substituabilité nécessaires à l'architecture d'ensemble.

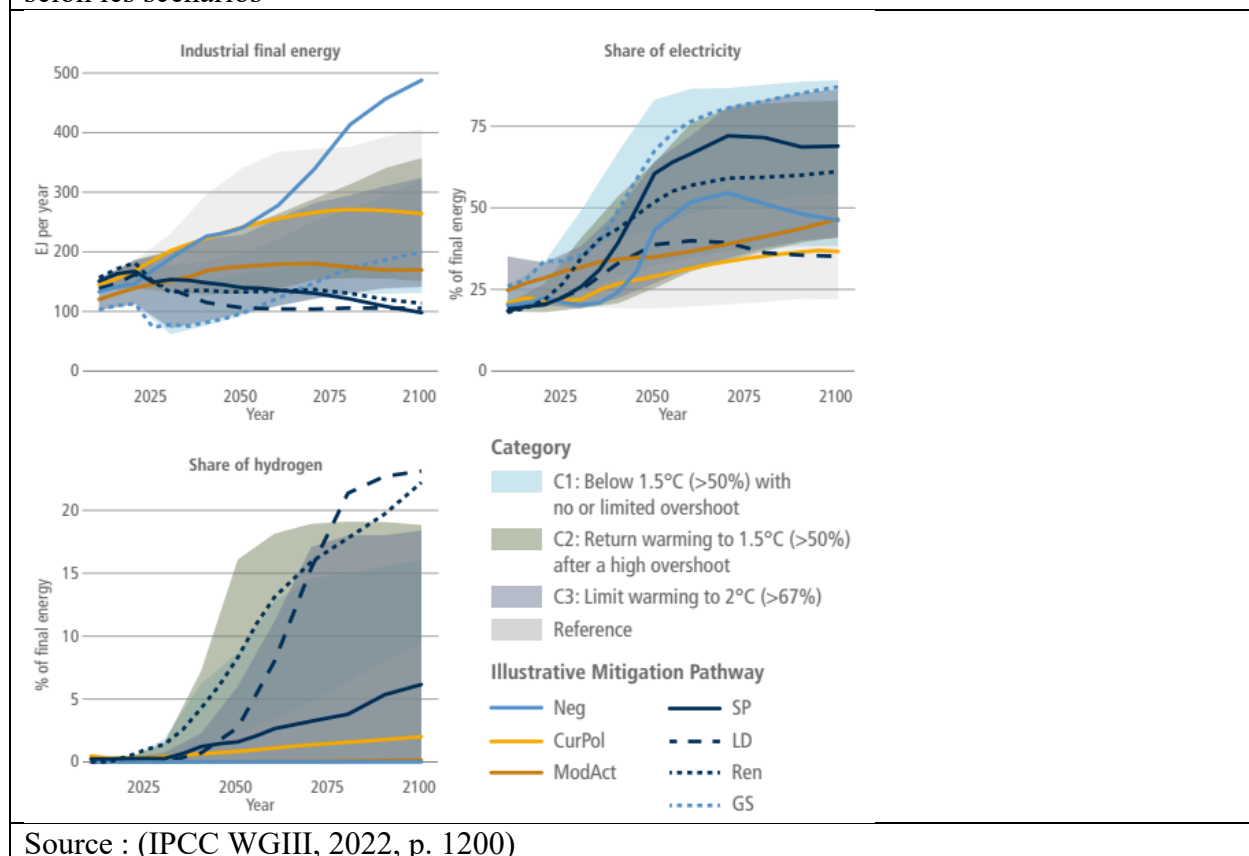
Figure 5.2 : Les trois voies illustratives pour le secteur du transport et leur mix de carburants



Source : (IPCC WGIII, 2022, p. 1110)

Cela étant dit, tout en affirmant dans le TS que ces carburants amélioreraient de manière substantielle les aspects économiques du système énergétique (p.94), le GIEC souligne qu'il n'est pas clair *si* et *quand* les coûts de production de ces carburants (sans usage d'énergie fossile) pourraient être inférieurs à la poursuite de l'usage des carburants fossiles avec captage du carbone (p.677). Car, pour le moment, ces carburants n'ont pas atteint le stade de la commercialisation (p.99).

Figure 5.3 : La demande énergétique du secteur industriel, part d'électricité et part d'hydrogène selon les scénarios



Source : (IPCC WGIII, 2022, p. 1200)

5.4.1 La bioénergie

Les diverses formes de bioénergie auraient une place significative dans le nouveau système énergétique. La bioénergie aurait le potentiel d'être une option de grande valeur et de grande portée pour soutenir différentes parties du système énergétique. Elle se distingue par sa grande polyvalence: « Bioenergy is versatile: technology pathways exist to produce multiple energy carriers from biomass – electricity, liquid fuels, gaseous fuels, hydrogen, and solid fuels – as well as other value-added products (p.643). » Outre la polyvalence, la bioénergie permettrait de répondre aux attentes de densité, de transportabilité, de disponibilité temporelle (par son stockage) et de complémentarité.

Elle serait cruciale pour des secteurs où les alternatives aux carburants fossiles sont limitées : l'aviation et l'industrie lourde (transportabilité, densité). Tandis que les carburants synthétiques à

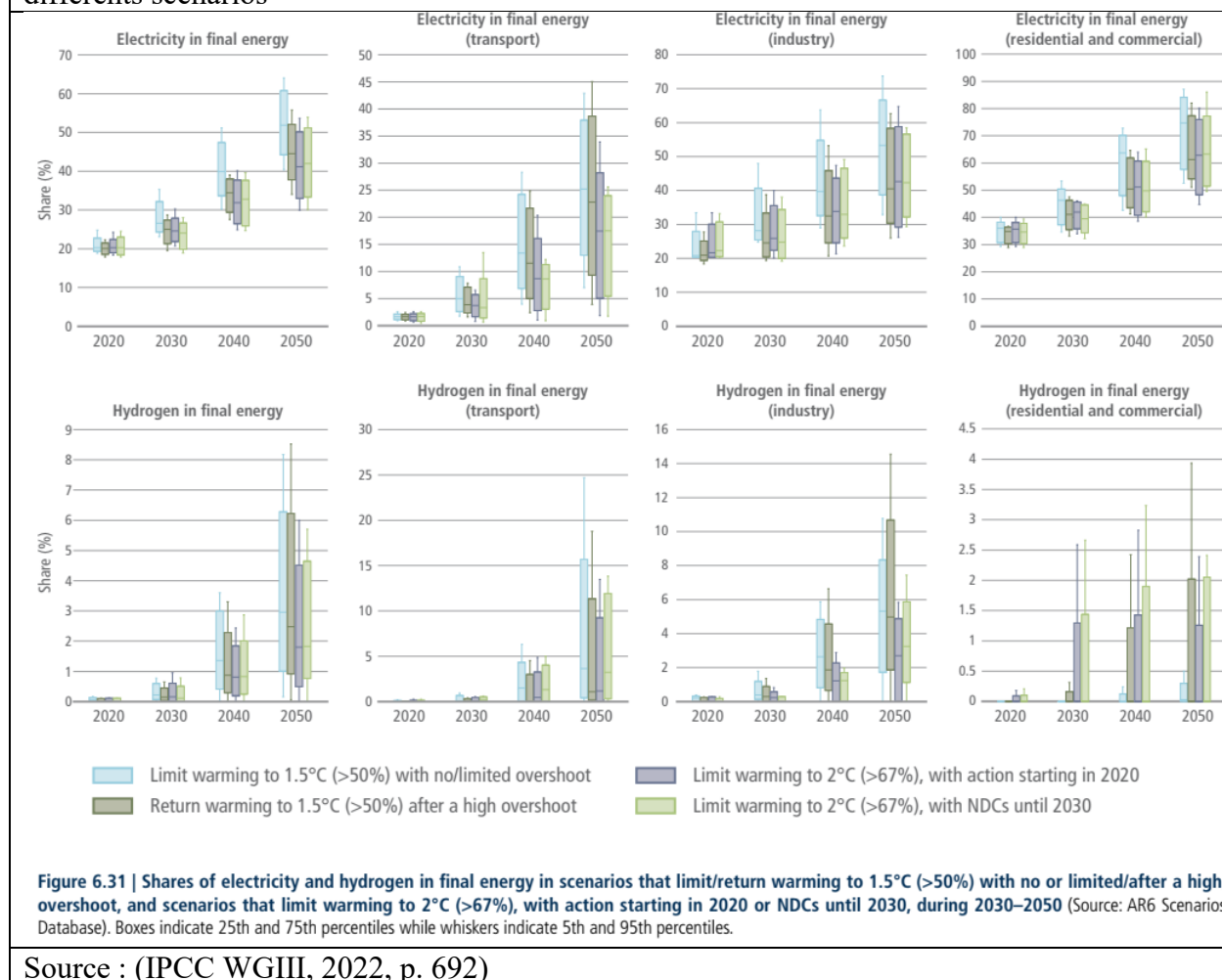
base d'hydrogène pourraient aussi alimenter l'aviation, le GIEC soutient que le consensus scientifique accorde une plus grande confiance dans la capacité des biocarburants à jouer ce rôle (p.99 TS). Globalement, les biocarburants, déjà utilisés dans les transports (4 % de la consommation actuelle), pourraient être dirigés vers les secteurs difficiles à électrifier et contribuer dans une proportion de 16 à 31 % (médiane de 21 %) à l'énergie primaire en 2050 (p.688). Combiné avec des technologies de capture du carbone, les bioénergies pourraient aussi fournir au système électrique de la puissance *dispatchable* et ferme pour équilibrer les sources variables (p.681) (complémentarité, intemporalité).

Cela étant dit, des difficultés importantes demeurent quant aux émissions liées à l'ensemble de leur cycle de vie, leurs coûts et les possibilités de les produire à grande échelle (p.677). En raison des coûts élevés des procédés de production dits « avancés » et des problèmes liés à l'accaparement des terres, son rôle dans le futur système énergétique est encore « incertain » (p.643). La production à large échelle exigerait davantage que l'usage des résidus et la culture sur des terres marginales, ce qui pourrait augmenter les conflits pour les usages alimentaires des terres, en plus d'avoir des implications pour la biodiversité, la déforestation, la qualité de l'air, l'usage de l'eau et des fertilisants (p.645).

5.4.2 L'hydrogène : monnaie d'échange universelle

L'hydrogène jouerait un rôle clé dans les nouveaux systèmes énergétiques. Ses caractéristiques lui permettraient de répondre aux propriétés de polyvalence, de densité (trois fois plus d'énergie que l'essence pour la même masse, p.656), de transportabilité, de disponibilité temporelle (par son stockage) et de complémentarité, ensemble de propriétés exigées par le régime énergétique.

Figure 5.4 : Part de l'électricité et de l'hydrogène dans la consommation énergétique finale dans différents scénarios



Source : (IPCC WGIII, 2022, p. 692)

Le GIEC lui consacre de nombreuses pages dans le chapitre sur le système énergétique. Dans l'ensemble du Rapport du Groupe III, bien que le terme « hydrogen » apparaisse bien moins souvent que « renewable[s] » (1090 occurrences contre 1798), il apparaît plus souvent que le terme « solar » (923 occurrences). Le GIEC le décrit comme un « promising energy carrier for a decarbonised world » (p.657) et un « flexible fuel with diverse uses » (p.656). Il a le potentiel de devenir en quelque sorte la monnaie d'échange universel du système énergétique : « Hydrogen can be both an energy carrier itself, be converted further into other energy carriers (such as synthetic fuels) and be a means of transporting other sources of energy. (p.658) » Sous sa forme pure, il peut être consommé à l'état gazeux ou liquide; il peut être consommé dans des piles à combustible (certaines mêmes réversibles) (p.656) ; il peut être transporté et consommé sous forme de

carburants synthétiques, de *liquid organic hydrogen carriers* (LOHC) ou d'ammoniaque; enfin, lorsque produit à partir de l'électrolyse de l'eau, il peut être conçu comme un vecteur électrique et fournir l'exemple paradigmatique des procédés *Power-to-X* (p.658). Comme l'illustre le graphique W, dans les scénarios limitant le réchauffement à 1,5° C qui modélise une maximisation de son usage, l'hydrogène pourrait représenter plus de 8 % de la demande énergétique totale, surtout dans les transports (jusqu'à 25 %) et les industries (plus de 10 %). Dans les scénarios qui misent sur d'autres stratégies, l'hydrogène pourrait ne jamais représenter 1 % de la consommation finale totale. Ces variations significatives témoignent des grandes incertitudes, mais aussi des grands espoirs qui résident dans ce vecteur énergétique.

Comme dérivé de l'hydrogène, l'ammoniaque (NH₃), malgré sa toxicité, représenterait également un « vecteur énergétique prometteur » qui pourrait jouer un rôle majeur dans la constitution de « l'économie de l'hydrogène et/ou de l'ammoniaque » nécessaire pour réaliser la décarbonation (p.658). Déjà produit à partir de l'hydrogène sur des sites industriels existants (principalement comme fertilisants, mais aussi pour les explosifs et la pétrochimie), il peut être reconverti en hydrogène (avec des pertes énergétiques de 15 à 25 %). Grâce à sa plus grande densité énergétique (38 % de plus que l'hydrogène liquide), il serait potentiellement adapté pour le transport de longue distance. Il est également plus facilement condensable, ce qui permettrait de rendre plus économiques l'usage et le stockage de l'hydrogène. À la différence de l'hydrogène, il peut aussi être utilisé directement dans les moteurs à combustion interne, les turbines à gaz et les fournaies industrielles (p.657).

La polyvalence de l'hydrogène (et de ses dérivés) dépasse de loin celle de l'électricité : il peut être utilisé pour produire de l'électricité (en remplaçant le gaz fossile), pour la chaleur industrielle, les procédés de production industrielle, le transport et le stockage énergétique de courte et de longue durée³⁴. Sous forme pure ou dérivé (ammoniaque ou carburants synthétiques), il permet de combler les déficits de l'électricité pour certains domaines qui demandent de la puissance (densité) et pour remplacer les carburants fossiles pour les usages en tant que matière première (p.657).

³⁴ Le GIEC note toutefois que son rôle pour le chauffage des bâtiments serait marginal au regard des facilités d'électrification (TS, p.91).

Contrairement à l'électricité, l'hydrogène peut être plus facilement transporté à travers les océans, ce qui permettrait encore une fois de surmonter les limites de transportabilité de l'électricité, souvent confinée à un espace régional ou continental. Pour ce faire, l'hydrogène peut être liquéfié ou combiné à d'autres éléments. Si le transport sous forme liquide (exigeant une température de – 253°C) fait l'objet de projet à l'étape de prototype, le transport sous forme d'ammoniaque et de LOHC paraît plus prometteur, car moins coûteux. La liquéfaction de l'ammoniac exige une température de seulement -33°C et se révèle même moins coûteuse que la liquéfaction du gaz fossile. Les LOHC ont l'avantage de pouvoir transporter l'hydrogène à température et pression constante, ce qui les rend similaires aux produits pétroliers, et donc facilement transportables par pétroliers (p.658)

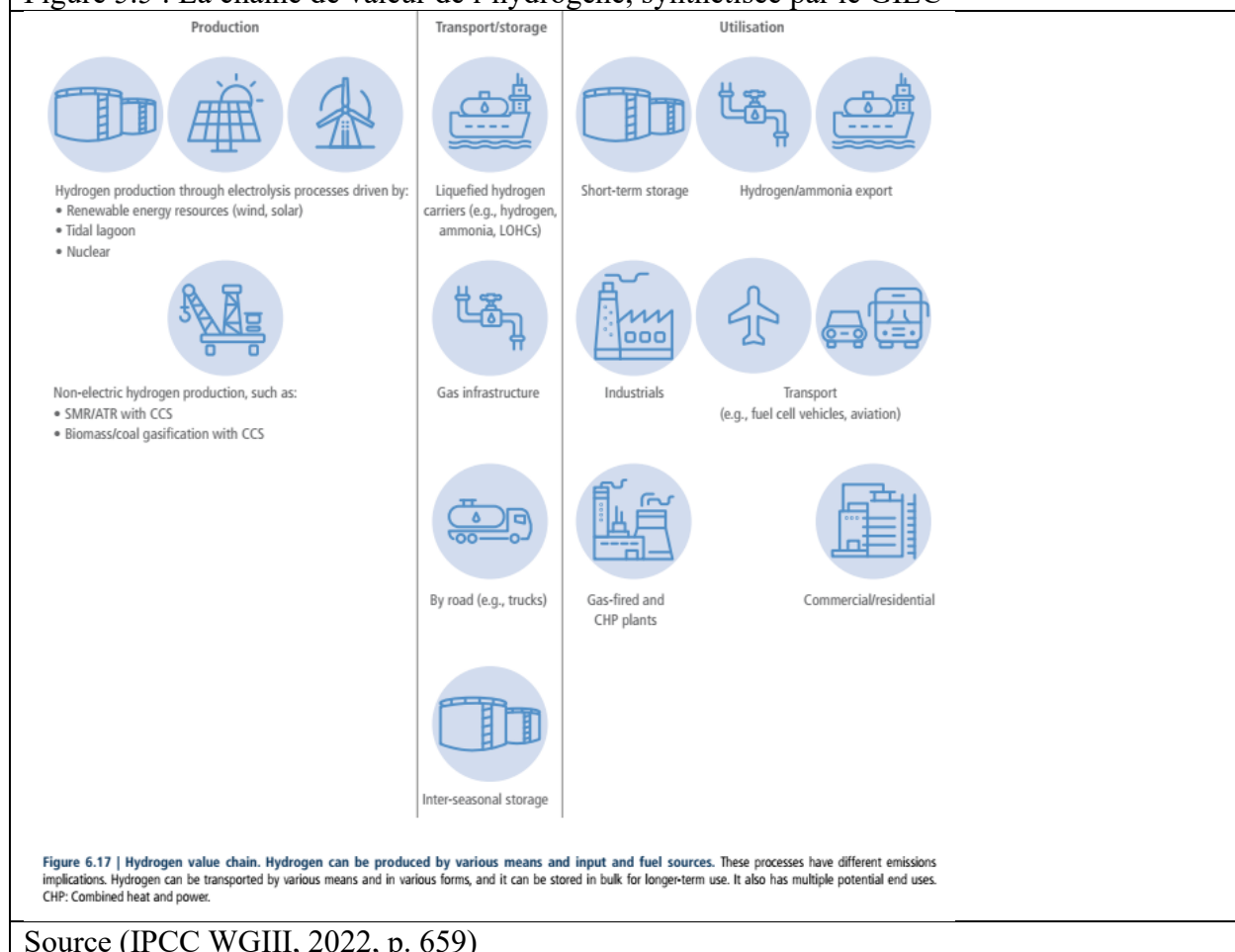
Le GIEC insiste sur le rôle déterminant que l'hydrogène pourrait jouer grâce à sa fonction de stockage énergétique (intemporalité), permettant entre autres d'équilibrer les variations des énergies renouvelables (complémentarité). L'hydrogène permettrait d'accroître la « résilience » (TS, p.91) des systèmes électriques avec de grandes proportions de sources variables, mais aussi de l'ensemble du système énergétique par ses procédés de production et son stockage (p.650) : production électrique pour la pointe (à la place du gaz fossile), stockage de longue durée pour équilibrer les « renouvelables intermittents », échange et stockage d'électricité entre différentes régions pour surmonter les différences saisonnières ou de capacités de production (p.679). Parmi les diverses options de stockage considérées, le *PtX* et les piles à combustible, autrement dit les technologies liées à l'hydrogène, sont considérés comme les plus avantageuses pour répondre à la quasi-totalité des attentes standardisées du réseau électrique (p.656).

Produit à partir de l'électricité, l'hydrogène peut contribuer à l'électrification de manière indirecte. Cette contribution, si elle est moins efficace que l'électrification directe, permettrait l'importation de carburants synthétiques à partir de régions mieux dotées en électricité bas-carbone (p.691). Dans le TS, il est très clairement reconnu que l'hydrogène peut compléter l'électricité par ses dimensions spatio-temporelles : « What hydrogen does do, however, is add time and space option value to electricity produced using variable clean sources, for use as hydrogen, as stored future electricity via a fuel cell or turbine, or as an industrial feedstock. (p.91, nous soulignons) ».

Ainsi, globalement, le GIEC juge que l'hydrogène pourrait contribuer de manière importante à la décarbonation du système énergétique. Dans le SPM, le GIEC affirme que la carboneutralité du secteur industriel va exiger de nouveaux procédés de production, notamment le recours à l'hydrogène (p.29). L'hydrogène à faibles émissions et ses dérivés pourraient aussi constituer un potentiel de réduction des émissions dans certains segments du transport terrestre (p.32). Plusieurs chercheurs soutiennent qu'il s'agit de l'option de décarbonation la plus optimale (*cost-effective*), car elle s'appuie sur certains systèmes déjà existants (p.656). Outre la préservation de certaines infrastructures de transport et de stockage du gaz fossile, les carburants synthétiques à base d'hydrogène³⁵ représentent des solutions dites « drop-in », qui exigeraient des investissements limités en termes d'infrastructure et permettrait de maintenir, camions, bateaux et avions existants avec leurs moteurs spécifiques (p.167).

³⁵ Le carbone contenu dans les carburants alternatifs devrait en outre provenir de la biomasse (photosynthèse et éventuellement captage des émissions lors de la combustion) ou de la captation directe du carbone de l'atmosphère (Direct air capture, DAC) (p.678). Implicitement, cela signifie qu'il ne devrait pas avoir pour source principale la captation du carbone produits par la combustion des carburants fossiles. Par contre, le GIEC soutient que les technologies de capture du carbone utilisé par les industries fossiles pourraient ouvrir la voie aux technologies de retrait du carbone (CDR) (p.647).

Figure 5.5 : La chaîne de valeur de l'hydrogène, synthétisée par le GIEC



Source (IPCC WGI, 2022, p. 659)

Par ailleurs, le GIEC soutient que la distribution géographique inégale des ressources renouvelables et, par le fait même, de la production d'hydrogène par électrolyse entraînerait des conséquences importantes sur la localisation des industries lourdes. Cela aurait le potentiel de reconfigurer les lieux de production de matériaux énergivores et intensifs en carbone, l'organisation des chaînes de valeur, les circuits d'échange et le transport international. Les régions bien dotées en « ressources solaires et éoliennes », en énergie nucléaire (p.1184), ou avec de faibles émissions fugitives de méthane et des capacités de stockage du carbone, pourraient devenir soit des exportateurs d'hydrogène (et de ses dérivés) ou de nouveaux sites de production des matériaux de base comme le fer, l'acier et les produits chimiques (p.106).

En plus d'avoir l'avantage d'être déjà utilisé dans certaines industries depuis plusieurs décennies, l'hydrogène peut être produit de plusieurs façons différentes, selon des procédés connus et établis (d'autres sont également au stade expérimental). Il peut être produit à partir de carburants fossiles (charbon, gaz fossile), de biomasse ou par des procédés utilisant de l'électricité (voir tableau 5.1). Évidemment, pour permettre l'atteinte de la carboneutralité, il faudrait recourir aux procédés dégageant le moins d'émissions.

Tableau 5.1 : Différents procédés de production de l'hydrogène, leurs coûts et leurs efficacités respectifs

Table 6.7 | Key performance and cost characteristics of different non-electric hydrogen production technologies, including carbon capture and storage (CCS).

Technology	LHV efficiency (%)		Carbon intensity (kgCO ₂ (kgH ₂) ⁻¹)	Cost estimates* (USD (kgH ₂) ⁻¹)	
	Current	Long-term		Current	Long-term
Steam methane reforming (SMR)	65 ^e	74 ^{ef}	1.0–3.6 ^{ef}	1.0–2.7 ^{ahcde}	1.5–2.6 ^e
Advanced gas reforming	–	81–84 ^{ef}	0.9–2.9 ^e	1.3–2.1 ^e	1.2–3.4 ^{ef}
Hydrogen from coal gasification	54 ^e	54 ⁽⁵⁾	2.1–5.5 ^{ef}	1.8–3.1 ^{ahcde}	2.4–3.3 ^e
Hydrogen from biomass gasification	53.6 ^g	40–60 ^e	Potential to achieve negative emission ^{eh}	4.9 ^e	2.9–5.9 ^{ef}

Source: ^a CSIRO 2021; ^b IEA 2020; ^c IRENA 2019; ^d Hydrogen Council 2020; ^e CCC 2018; ^f BEIS 2021; ^g Ishaq et al. 2021; ^h Al-Mahtani et al. 2021; ⁱ IEA 2019.

* USD per GBP exchange rate: 0.72 (August 2021); LHV: Lower Heating Values; Long-term refers to 2040 and 2050 according to different references.

Table 6.8 | Efficiency and cost characteristics of electrolysis technologies for hydrogen production.

Technology	LHV efficiency (%)		CAPEX (USD kW _e ⁻¹)		Cost estimates*,† (USD (kgH ₂) ⁻¹)	
	Current	Long-term ^{b,e,th}	Current ^g	Long-term ^g	Current	Long-term
Alkaline Electrolysers	58–77 ^{ah,e,th}	70–82	500–1400	200–700	2.3–6.9 ^{ah,c,e}	0.9–3.9 ^{c,e}
Polymer electrolyte membrane (PEM)	54–72 ^{ah,e,th}	67–82	1100–1800	200–900	3.5–9.3 ^{ade,f}	2.2–7.2 ^{ef}
Solid oxide electrolyser cell (SOEC)	74–81 ^{b,th}	77–92	2800–5600	500–1000	4.2 ^e	2.6–3.6 ^e

Source: ^a CSIRO 2021; ^b IEA 2020; ^c IRENA 2019; ^d Hydrogen Council 2020; ^e CCC 2018; ^f BEIS 2021; ^g IEA 2019; ^h Christensen 2020.

* USD per GBP exchange rate: 0.72 (August 2021); † The cost of hydrogen production from electrolysis is highly dependent on the technology, source of electricity, and operating hours, and some values provided are based on the assumptions made in the references.

Source : (IPCC WGIII, 2022, p. 657)

5.4.3 Difficultés et obstacles à l'économie de l'hydrogène

Le déploiement de la filière hydrogène fait face à de nombreux obstacles :

- (i) cost-effective low/zero carbon production; (ii) delivery infrastructure cost; (iii) land area (i.e., 'footprint') requirements of hydrogen pipelines, compressor stations, and other infrastructure; (iv) challenges in using existing pipeline infrastructure; (v) maintaining hydrogen purity; (vi) minimising hydrogen leakage; and (vii) the cost and performance of end uses. (p.657)

Évidemment, il faudrait que ses méthodes de production soient sans émissions (électricité) ou à très faibles émissions, et en même temps qu'elles voient leurs coûts diminuer. En raison des coûts élevés de la production grâce à l'électricité, il faudrait des modes de générations électriques à bas coûts ou une production grâce aux surplus des sources solaire et éolienne (p.658). Cela dit, le GIEC soutient que la production de l'hydrogène bleu (à partir du gaz naturel avec CCS) pourrait aider à démarrer (*kick-start*) l'économie de l'hydrogène (p.167). Également, produire de l'hydrogène à partir de la biomasse serait moins cher que de le produire à partir de panneaux solaires et d'éoliennes et se ferait à un prix « comparable » à l'hydrogène bleu (p.645). Le problème des coûts de production est évidemment encore plus grand pour la production des carburants synthétiques à base d'hydrogène (p.677).

Dans le cas de l'ammoniaque, il faut ajouter, parmi les défis de la filière hydrogène, les dangers liés aux émissions de NO_x, qui peuvent avoir d'importants effets sur la pollution de l'air (p.658). Quant aux piles à combustible, elles font face à des défis particuliers liés à leur durabilité, leurs coûts et leur consommation énergétique importante (TS, p.97-98)

Cependant, une grande partie de la « compétitivité » de l'hydrogène ne relève pas seulement de son coût de production, mais des infrastructures de transport (pipelines et bateaux) nécessaires à sa commercialisation internationale. Or, construire des infrastructures de transport de manière rentable (*economically*) s'avère un problème dans une situation où la dimension de la demande future en hydrogène est si incertaine (p.167).

5.5 La réduction de la consommation et l'amélioration de l'efficacité : deux trajectoires opposées

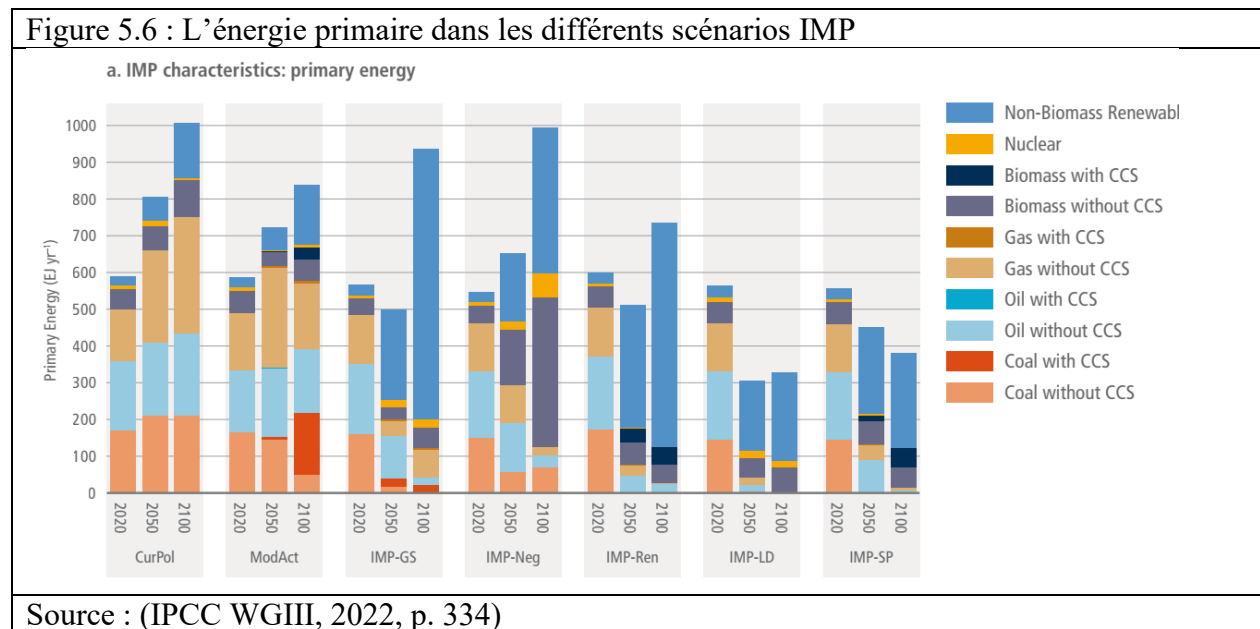
Les scénarios illustratifs diffèrent grandement quant à leurs projections de consommation énergétique. Cela étant dit, avec une « forte confiance », le GIEC soutient que les systèmes énergétiques carboneutres utiliseront plus efficacement l'énergie qu'aujourd'hui. Les stratégies qui insistent sur l'efficacité énergétique *et* la réduction de consommation sont généralement « flexibles » et permettent de réduire les coûts (*cost-effective*) de la transition. Une diminution de la demande énergétique permet en effet de diminuer le recours à de l'énergie bas-carbone, à des sources alternatives de carburants (p.679), à la bioénergie et aux technologies de retrait du carbone (p.692).

La position du GIEC sur des mesures qui visent la réduction à la source de la demande énergétique est plus ambiguë dans ce chapitre que dans le chapitre 5. Les auteurs reconnaissent que l'échelle de la demande énergétique est un « facteur déterminant » du défi de l'atténuation des émissions : plus la demande sera élevée, plus difficile sera la transition. Par conséquent, la réduction de la demande pourrait faciliter la transition (p.692). Cela étant dit, cette réduction de la demande énergétique pourrait se traduire par une augmentation de l'*efficacité* énergétique plutôt qu'une réduction à la source de la demande. Il semble que cette voie fasse davantage consensus, même si le GIEC reconnaît les effets rebonds de cette insistance sur l'efficacité énergétique (p.89). Les auteurs insistent de fait surtout sur l'efficacité énergétique et affirment que l'*intensité* énergétique (rapport au point de PIB) serait améliorée. Malgré les gains d'efficacité, le GIEC s'attend à ce que la demande en « services énergétiques » augmente avec la croissance économique (p.692) et donc que, globalement, la « consommation énergétique » augmente en raison de la croissance démographique et du « développement » (p.680). Curieusement, le concept de « suffisance », qui, contrairement au concept d'efficacité, vise des solutions *non technologiques* pour réduire la consommation énergétique *en termes absolus*, n'est pas utilisé dans le chapitre sur l'énergie, tandis qu'il est utilisé dans le cadre d'analyse du chapitre sur les bâtiments et rapporté dans le résumé technique (p.101).

Le GIEC souligne tout de même que deux des cinq IMP, les trajectoires *Sustainable Pathways* et *Low Demand*, présentent une baisse majeure de la demande énergétique finale pour les bâtiments, le transport et les industries, ce qui mènerait potentiellement à une demande énergétique plus basse en 2050 que celle de 2019 (p.692). En termes d'approvisionnement énergétique en 2050, le scénario Ren se démarque avec un niveau d'énergie primaire au-dessus de 500 EJ par année, contre environ 450 EJ pour le SP et un peu plus de 300 EJ pour le LD. L'article scientifique qui a servi à l'élaboration du scénario illustratif LD modélise même une consommation énergétique finale de 245 EJ en 2050 (Grubler *et al.*, 2018), soit 41,5 % en dessous du niveau de 2020, tandis qu'une autre référence du GIEC modélise même de pouvoir garantir une « vie décente » avec 149 EJ de consommation énergétique (Millward-Hopkins *et al.*, 2020).

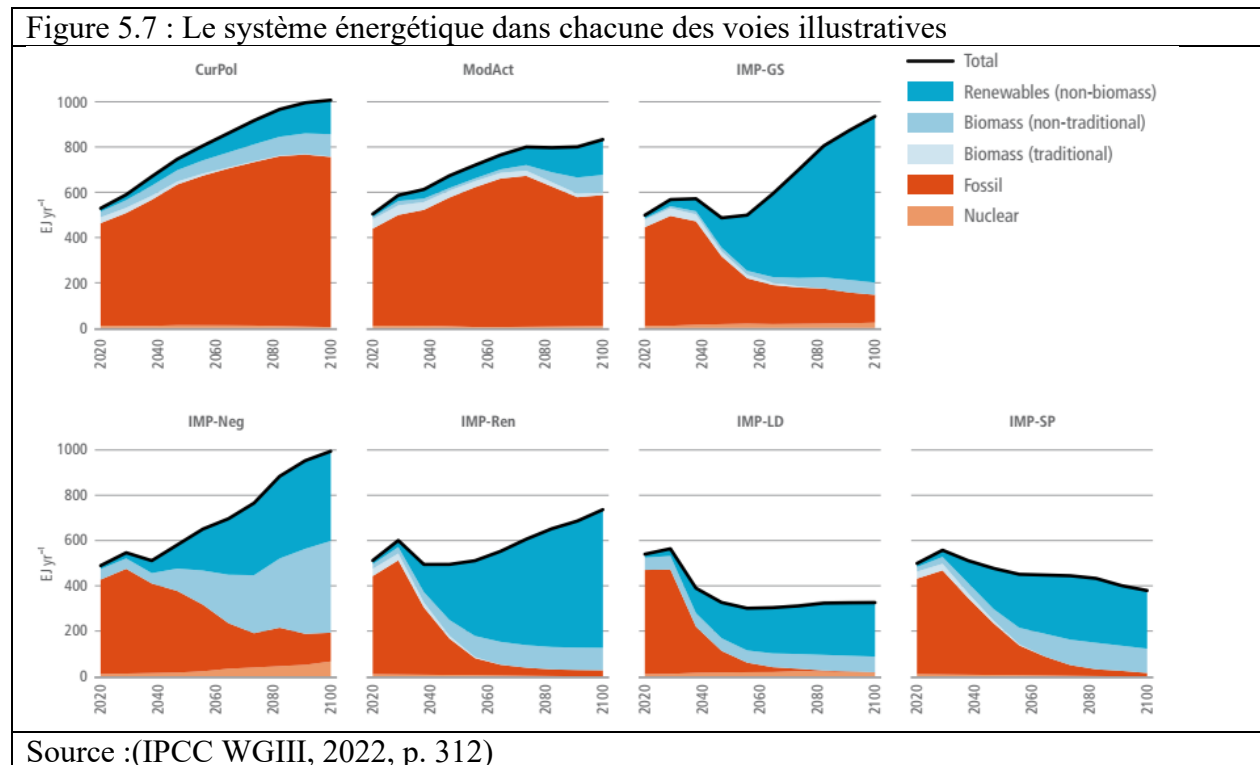
Le rapport du GIEC ne se positionne cependant pas explicitement sur le caractère désirable ou non de ces trajectoires par rapport à d'autres, même s'il a reconnu plus tôt qu'une réduction de la demande énergétique rendait la transition plus facile. Par ailleurs, tandis que le scénario IMP-LD

est analysé dans plusieurs chapitres du rapport complet, il n'est relevé que deux fois dans le chapitre sur l'énergie, ce qui rend difficile d'apprécier les différentes variations de mix énergétique selon les IMP pourtant établies à la base du rapport. Cela nous semble témoigner d'une faible prise en compte des recommandations du chapitre 5 relatives aux solutions portées par la demande, contribuant à établir un portrait désarticulé de l'ensemble du rapport, tout en soulignant des tensions entre les auteurs du chapitre 5, probablement davantage versés dans les sciences sociales, et ceux du chapitre 6, certainement plutôt issues de l'ingénierie et de l'économie.



Le scénario LD est celui qui représente probablement la voie la plus contradictoire avec les tendances lourdes du régime énergétique capitaliste : il rompt plus radicalement avec la tendance à l'augmentation continue de la consommation énergétique (entre -28 % et -41 % d'ici 2050); il voit rapidement chuter la consommation du secteur du transport (-45 % entre 2020 et 2100) (p.1110) et quasiment disparaître les carburants fossiles dans les transports d'ici 2050, qui sont aujourd'hui essentiels à la compétition capitaliste imposée par la globalisation; il repose davantage sur des transformations sociales (« innovation sociale », « changements comportementaux ») et moins sur le recours à l'innovation technologique. En revanche, ce scénario n'est jamais explicitement

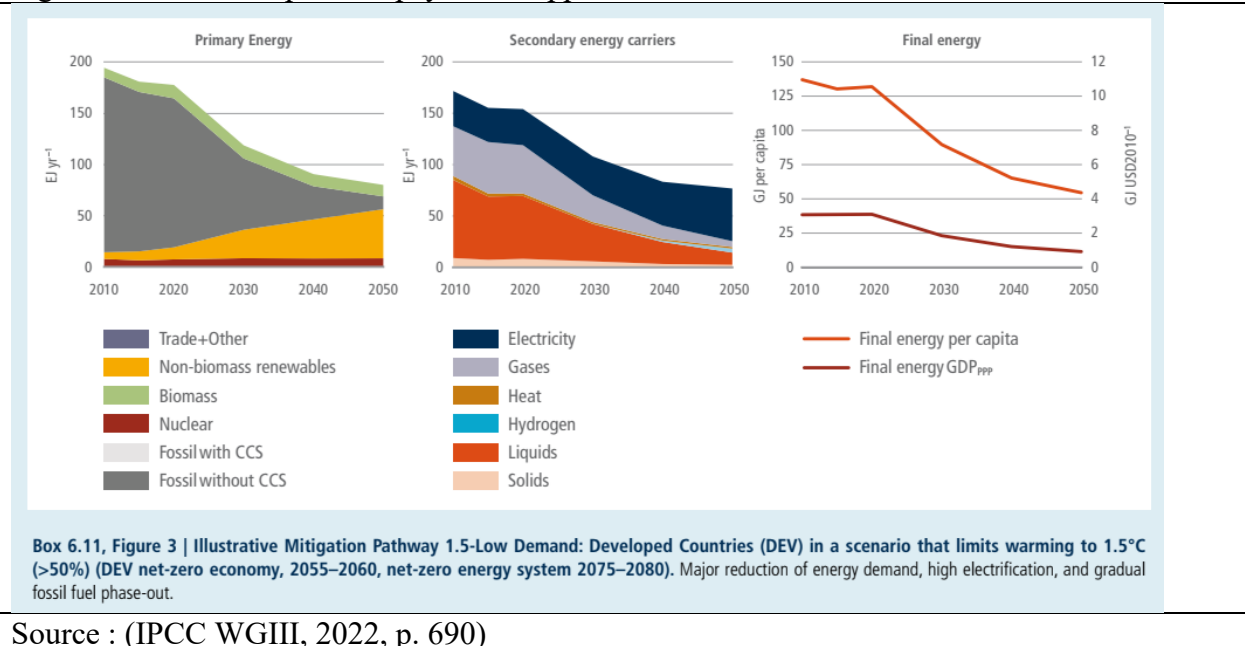
présenté comme une rupture socio-économique majeure. Tandis que la croissance devrait théoriquement être maintenue à l'échelle globale même dans ce scénario, les implications macro-économiques, notamment sur la croissance des pays du centre du capitalisme avancé, ne sont jamais explicitées. Dans le SPM, ce scénario est même présenté comme une trajectoire qui repose surtout sur un usage plus « efficace » des ressources (p.25), non pas comme une trajectoire de « suffisance » énergétique – concept pourtant clairement défini dans le SPM lui-même.



Par ailleurs, dans le chapitre sur l'énergie, c'est cette trajectoire particulière (IMP-LD) qui est appliquée à titre illustratif aux pays « développés », tandis que, par exemple, la trajectoire IMP-Ren est appliquée à l'Afrique et la trajectoire IMP-SP à l'Asie. Si cette application différenciée n'a pas d'intention prescriptive, elle suggère néanmoins que les pays « développés » devront faire des efforts supplémentaires pour réduire radicalement leurs usages des ressources par rapport aux régions « moins développées » (environ -60 % de consommation énergétique), ce qui est corroboré dans le chapitre 5 sur les solutions liées à la demande, où la question des inégalités internationales quant à la consommation d'énergie est explicitée (p.516 et p.520). Pour notre analyse de cas sur l'Allemagne, retenons déjà que, parmi les scénarios considérés par le GIEC, la trajectoire IMP-LD

constitue probablement la voie la plus contraignante pour une économie capitaliste « développée » comme celle de l'Allemagne. En effet, en raison de la corrélation forte entre la croissance économique et la consommation énergétique observée historiquement, une réduction radicale de la consommation énergétique heurterait de plein fouet les conditions matérielles de l'accumulation capitaliste.

Figure 5.8 : IMP-LD pour les pays développés



Source : (IPCC WGIII, 2022, p. 690)

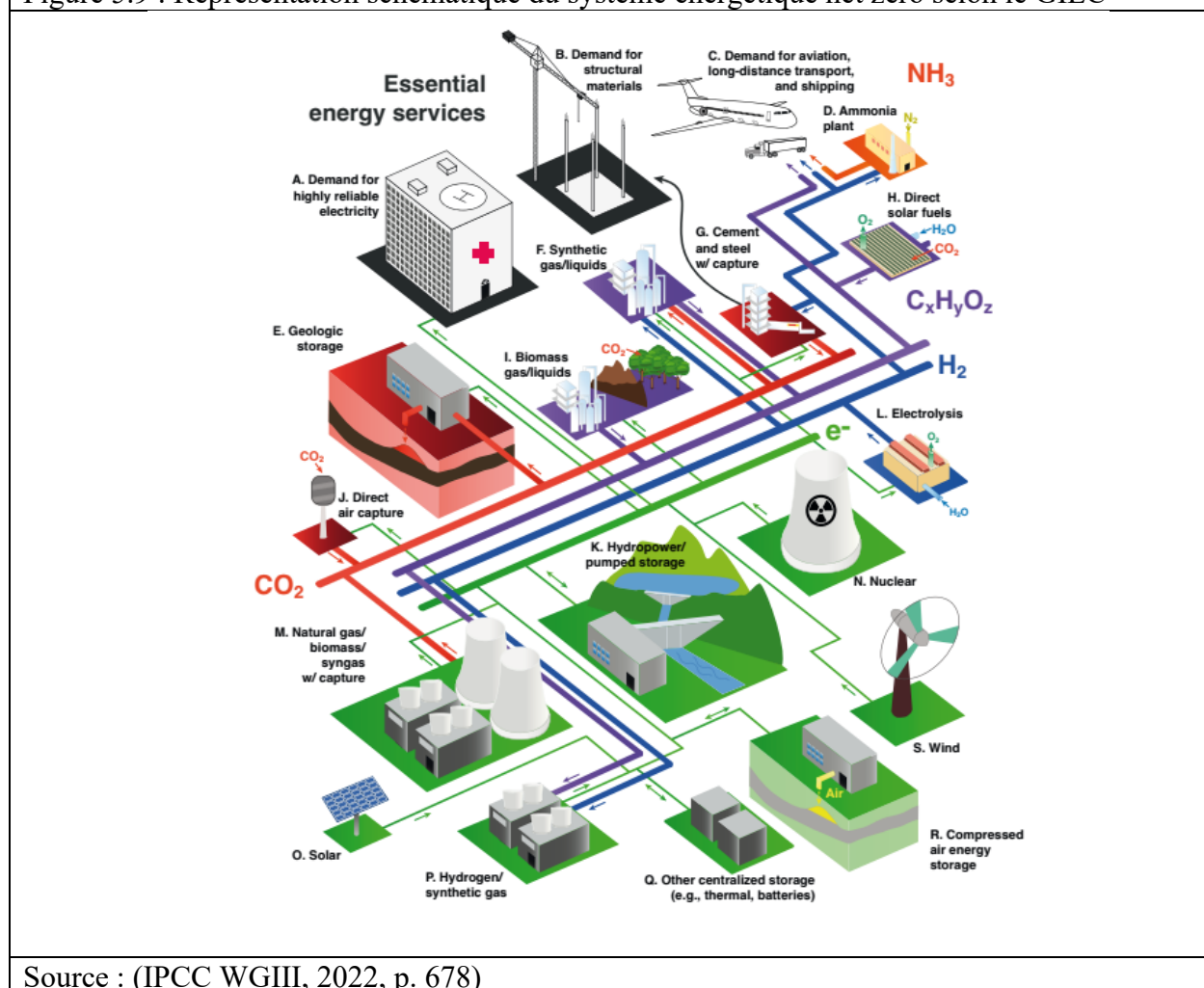
5.6 Intégration plus profonde du système énergétique : vers la planification énergétique ?

Les systèmes énergétiques carboneutres seraient vraisemblablement davantage intégrés, au sens où leurs différentes composantes et opérations seraient davantage planifiées de manière coordonnée. Cette reconfiguration permettrait de réduire les coûts du système, d'augmenter la fiabilité, de minimiser les conséquences écologiques et de mieux planifier pour le long terme. Cette intégration n'est pas uniquement physique et technique, mais concerne aussi l'adéquation à une diversité d'objectifs sociaux (comme les objectifs du « développement durable »), aux processus d'innovation et aux transformations des infrastructures et institutions. Il y aurait de clairs avantages techniques et économiques à une plus grande planification coordonnée des investissements et politiques publiques : partage de ressources, augmentation de l'utilisation des actifs intensifs en capitaux, diversification de la provenance géographique des ressources et allègement de la demande (p.680)

Quels seraient les moyens concrets de cette plus grande coordination ? Est-ce que l'État ne pourrait pas constituer le meilleur organe de planification énergétique ? Ici, les auteurs ne s'avancent pas dans les détails, mais semblent, paradoxalement, privilégier les solutions basées sur le marché. Ils soutiennent en effet que l'intégration pourrait exiger des « cadres réglementaires et de marché » qui envoient les « signaux de prix appropriés » (p.680). Pourtant, dans un marché capitaliste, même encadré, les incitatifs étatiques peuvent jouer un rôle pour favoriser certains investissements, mais ne peuvent pas *garantir* une véritable coordination des investissements si ceux-ci demeurent privés. Étant donné la gravité des enjeux, il paraît surprenant de se fier (encore une fois) à la contingence des relations médiatisées principalement par le marché. Cela témoigne certainement de la persistance de l'hégémonie des perspectives néolibérales, qui tendent à fétichiser le marché.

D'un point de vue matériel, les auteurs soutiennent que les carburants synthétiques pourraient jouer un rôle important dans l'intégration des systèmes énergétiques. En permettant de relier les usages stationnaires (bâtiments, industries) et mobiles (transports), ils pourraient contribuer à mieux relier les composantes du système (complémentarité). Ce rôle particulier que pourraient jouer les carburants synthétiques ne concerne pas leurs caractéristiques physico-chimiques en tant que telles, mais la relation que ces caractéristiques entretiennent avec le fonctionnement des marchés : « [...] fuel markets have more flexibility than instantaneously balanced electricity markets due to the comparative ease and cost of large-scale, long-term storage of chemical fuels. (p.681) » Tandis que le marché de l'électricité est plus rigide, en raison des contraintes techniques exigeant une adéquation de l'offre et de la demande en temps réel, les marchés des carburants possèderaient davantage de « flexibilité » en raison la stockabilité supérieure des carburants. Matériellement, les stocks peuvent assurer le maintien du flux, en étant accumulés dans les moments d'excès d'offre et écoulés dans les moments de forte demande. Économiquement, cela signifie que les marchés de carburants tolèrent davantage de variations et de déséquilibres entre l'offre et la demande que le marché de l'électricité. C'est la capacité de stocker et donc de disposer de surcapacité par rapport à la demande qui peut ultimement permettre un ajustement conjoncturel à la demande, dans la mesure où cela s'avère profitable.

Figure 5.9 : Représentation schématique du système énergétique net zéro selon le GIEC



Source : (IPCC WGIII, 2022, p. 678)

Cette intégration pourrait évidemment prendre plusieurs formes selon les pays, mais certains éléments communs semblent se dégager là où l'hydrogène pourrait être produit par électrolyse. Les systèmes de production et de transmissions électriques seraient intégrés à la production et au transport de l'hydrogène, des carburants synthétiques, de l'ammoniaque et à la « gestion du carbone » (p.681). L'interconnexion entre les divers systèmes énergétiques permettrait d'équilibrer l'ensemble du régime énergétique. L'hydrogène et ses dérivés, en particulier, pourraient jouer le rôle de « *backup energy carriers* », permettant de renforcer le « couplage temporel » entre de multiples secteurs dans différentes régions (p.652).

Cette intégration reposerait en grande partie sur la numérisation grandissante de la société. Le GIEC soutient que la numérisation du système électrique permettrait d'augmenter l'efficacité énergétique, de réduire les coûts d'investissements, d'augmenter la sécurité et la résilience du système. Cela exigerait cependant la numérisation d'une diversité d'appareils pour l'instant non connectés au réseau numérique (internet des objets). En même temps, cela créerait des risques pour la sécurité puisque la numérisation pourrait ainsi devenir le « single point of failure for the complete system » (p.652). Les risques d'un accroissement de la demande énergétique lié à la numérisation sont aussi reconnus par le GIEC, mais ne semblent pas être suffisants pour évacuer la nécessité de cette transformation du système énergétique.

5.7 Le recours au CDR : une compensation « inévitable »

À propos de l'usage des technologies de retrait du carbone (CDR), le rapport du GIEC distingue les usages pour atteindre la carboneutralité pour *toutes* les sources d'émissions et ceux destinés à équilibrer les émissions provenant du système énergétique. Dans le SPM, il est clairement affirmé que, de manière générale, le déploiement des technologies de CDR est « inévitable [unavoidable] » pour contrebalancer les émissions résiduelles « hard-to-abate » et atteindre le zéro net (p.36). Quant aux systèmes énergétiques carboneutres, ils auront « probablement [likely] » besoin de technologies de retrait du carbone (CDR) (p.681), notamment pour compenser les émissions résiduelles de CO₂ et les autres gaz à effet de serre. Dans le résumé pour les décideurs, le ton est plus affirmatif : « CDR will be needed to counterbalance residual emissions in the energy sector. (p.28) » Le chapitre 6 précise que la fonction du CDR n'est pas de « remplacer la réduction des émissions », mais constitue un « effort complémentaire pour compenser » les émissions résiduelles des secteurs non décarbonés et celles non captées par les dispositifs de CCS liés aux carburants fossiles (p.681). L'ampleur du déploiement de cette technologie dans les systèmes énergétiques reste encore à déterminer, mais le GIEC soutient que la littérature scientifique évalue le potentiel de retrait entre 5 et 12 GtCO₂ annuellement (p.681).

Du point de vue du système énergétique, le retrait du carbone concerne les technologies BECCS, qui peuvent contribuer à produire de l'énergie (électricité, carburants liquides ou gazeux), et la capture directe de l'atmosphère (DACCS), qui est susceptible de consommer beaucoup d'énergie (éventuellement pour évacuer les surplus d'électricité renouvelable).

Par ailleurs, il paraît significatif que ces technologies soient présentées dans ce chapitre surtout comme des contributions à la circulation de l'énergie et pas comme des moyens de stocker de manière permanente (sur un temps géologique) le carbone. Mise à part une brève allusion à la disponibilité de « puits géologiques », le carbone « retiré » est surtout considéré comme du carbone qu'il est possible de réutiliser pour la production des divers carburants synthétiques (p.681), qui sera donc retourné dans l'atmosphère à brève échéance.

5.8 Conclusion

Par notre analyse critique du chapitre spécifiquement consacré à l'énergie, nous avons pu établir quelle était la conception de la transition énergétique et ses dimensions matérielles aux yeux des auteurs. Contrairement à certaines conceptions strictement technico-managériales de la transition, les auteurs du chapitre 6, par une certaine ouverture aux perspectives des sciences sociales, reconnaissent que la transition énergétique constitue un processus inextricablement technique, économique et socio-institutionnel. Cependant, les auteurs ne s'avancent pas davantage sur la nature des transformations socio-institutionnelles nécessaires pour mettre adéquatement en place cette transition énergétique. L'éclectisme méthodologique des facteurs considérés tant à relativiser le poids des contraintes à l'accumulation capitaliste, évacuant du même coup les enjeux relatifs à la propriété privée des ressources énergétiques, à la rentabilité et des autres moyens de production énergivores.

Dans ses dimensions matérielles, la transition énergétique recommandée par le GIEC tente, de manière générale, de maintenir les caractéristiques du régime énergétique précédent, tout en cherchant à limiter grandement l'usage des carburants fossiles. La transition énergétique passerait surtout par l'électrification, grâce à une production principalement issue du soleil et du vent. Cela étant dit, le pétrole et le gaz persisteraient au terme du processus de même que le nucléaire pourrait jouer une place significative à côté des énergies renouvelables. Le GIEC s'écarte ainsi des scénarios reposants à 100 % sur les énergies renouvelables, jugeant ceux-ci trop coûteux. Les auteurs se rallient plutôt à l'idée de développer massivement les technologies de captage du carbone pour les carburants fossiles restants et pour la bioénergie, de même que pour retirer le carbone résiduel directement de l'atmosphère. En privilégiant l'optimisation des coûts, à partir d'une modélisation qui intègre également un fort taux d'actualisation, le GIEC présente des voies de

transition énergétique plus graduelle quant à la sortie des carburants fossiles, afin d'éviter une dévalorisation trop rapide du capital fixe. En même temps que la contrainte à l'accumulation semble freiner le rythme de la transition proposée, les impératifs quant aux fonctionnalités du régime énergétique pèsent également sur la direction des transformations énergétiques. Afin de maintenir les avantages des carburants fossiles sans les émissions, le GIEC soutient la nécessité du déploiement des carburants alternatifs, soit les biocarburants et l'hydrogène sous ses diverses formes. L'hydrogène en particulier est présenté comme la monnaie d'échange universel du régime énergétique, garantissant sa stabilité et son intégrité dans un contexte de forte pénétration des énergies renouvelables variables. La spatiotemporalité rétive des énergies renouvelables pourrait ainsi être dépassée par l'intégration de ces carburants clés, évitant une remise en question des normes centrales du régime énergétique.

Enfin, deux recommandations cruciales pour la transition énergétique paraissent, a priori, plus controversées relativement aux tendances historiques du capitalisme. L'appel à une meilleure intégration et planification du ou de systèmes énergétiques, permettant des partages de ressources et la réalisation de différents objectifs sociaux, pourrait laisser croire que les forces du marché sont inadéquates pour coordonner, par la contingence des échanges, les opérations nécessaires de cette transition. En réalité, les auteurs arrivent plutôt à la conclusion inverse, favorisant uniquement des transformations du cadre réglementaire du marché.

L'ouverture à considérer une réduction radicale de la consommation énergétique, en particulier dans le Nord global, constitue probablement la suggestion la plus litigieuse. Dans le chapitre sur l'énergie, les auteurs suggèrent que la transition pourrait être plus facile par une réduction de la demande énergétique, mais entretiennent, en dernier ressort, une relation ambiguë à cette idée, en insistant davantage sur l'efficacité énergétique que sur la suffisance. Pourtant, d'autres passages significatifs du rapport, comme le chapitre 5 et 9, de même que la formulation du scénario illustratif *Low Demand*, tentent de donner davantage de légitimité à des mesures socio-institutionnelles priorisant la réduction à la source des besoins énergétiques plutôt que les mesures techniques d'efficacité. Si le scénario LD n'est jamais explicitement présenté comme une rupture socio-économique majeure par les auteurs du GIEC, il représente probablement la voie la plus contradictoire avec les tendances lourdes du régime énergétique capitaliste, dans la mesure où il s'est historiquement bâti sur une quête d'abondance croissante.

Cette tergiversation des auteurs sur la question du niveau de consommation énergétique à l'intérieur du chapitre 6 et entre les différents chapitres témoigne d'une absence de consensus significative. En considérant, par les paramètres des modélisations utilisées, l'inextricable couplage de la croissance économique et de la consommation énergétique, le GIEC semble reconnaître l'impératif d'abondance du régime énergétique à maintenir. En même temps, en s'ouvrant à certaines idées critiques de la possibilité du découplage, il semble s'ouvrir implicitement à une remise en question de cette norme. Une telle perspective représenterait, au regard de la trajectoire énergétique du capitalisme, une rupture inédite potentiellement dangereuse pour la reproduction des relations sociales capitalistes. En revanche, l'incapacité du GIEC à porter un regard critique et surtout de manière systématique sur les causes profondes de la crise écologique l'empêche de formuler une telle conclusion, découlant pourtant de certaines de ces idées explicites.

À partir de cette analyse de la vision de la transition portée par le GIEC, nous serons mieux en mesure de porter un regard critique et une analyse comparative des conceptions de la transition portée par l'IEA et le patronat allemand. En retour, nous pourrons plus tard juger à savoir dans quelle mesure la vision du GIEC s'inscrit à l'intérieur du paradigme dominant quant à la préservation du régime d'énergie abstraite.

CHAPITRE 6

L'IEA, « communauté épistémique » de la sécurité du régime énergétique

Comparativement au GIEC qui s'intéresse aux changements climatiques en général, l'IEA constitue une institution centrale consacrée spécifiquement à l'élaboration des politiques énergétiques à travers le monde, et en particulier dans les États capitalistes avancés. En cernant les principes et les recommandations de l'IEA en matière de transition énergétique, nous établissons un des points de vue dominant sur les voies de sortie progressive des hydrocarbures. Nous cherchons par ce chapitre à faire la démonstration que les analyses et recommandations de l'IEA peuvent être interprétées comme reflétant le point de vue dominant des principaux États capitalistes, *lorsque ceux-ci envisagent sérieusement d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050*. Les conceptions défendues par l'IEA reflètent ainsi les possibles paramètres d'une transition énergétique capitaliste, de surcroît dotée d'une légitimité sociale auprès des États et entreprises capitalistes, en particulier parmi la fraction « verte » de la classe capitaliste.

Dans ce premier chapitre sur l'IEA, nous établissons quelques éléments contextuels sur l'histoire, le statut social et la méthodologie de cette institution. Par la suite, nous explicitons comment est conceptualisée la transition énergétique en général et quels principes normatifs guident l'élaboration de ce plan, à partir du plan *Net Zero by 2050* (NZE). Dans la seconde partie de notre analyse, présentée au chapitre suivant, nous précisons les implications matérielles liées à ce plan. Nous analysons ces recommandations à l'aune de notre hypothèse d'un régime énergétique propre au capitalisme, afin d'évaluer les éléments qui, selon l'IEA, rendent certaines formes de transition hors des hydrocarbures compatibles avec le maintien du capitalisme.

6.1 L'IEA et son histoire : préserver la sécurité énergétique des États capitalistes avancés

La création de l'IEA en 1974 constitue une réponse des principaux pays consommateurs de pétrole au choc pétrolier de 1973-1974. Ces pays voulaient éviter de revivre la situation chaotique de gestion de l'approvisionnement en pétrole, provoquée par l'affirmation anti-impérialiste des pays arabes. Le souci central de l'IEA a toujours été fondé sur la responsabilité des gouvernements de garantir l'approvisionnement en pétrole, défini en termes de « sécurité énergétique », compte tenu

de la dépendance des sociétés à cette source d'énergie largement importée pour la plupart des États. Son but initial était d'éviter des gestes conflictuels et unilatéraux lors d'une nouvelle crise pétrolière. À l'initiative des États-Unis³⁶ et de son Secrétaire d'État Henri Kissinger, une conférence internationale sur l'énergie a abouti, en novembre 1974, à la signature du *International Energy Program* (IEP), dont la mise en œuvre a été confiée à l'IEA. Cette agence avait ainsi pour première tâche d'opérationnaliser le système d'urgence d'allocation du pétrole contenu dans cet accord. Comme indiqué dans son préambule, ce programme cherchait à « promouvoir des approvisionnements sécurés en pétrole sur des bases raisonnables et équitables » (Van de Graaf et Lesage, 2009, p. 301). L'accord souligne par ailleurs que les États membres sont déterminés à réduire leur dépendance à l'importation de pétrole via une plus grande coopération pour les « économies d'énergie » et les sources d'énergie alternatives, en particulier l'énergie nucléaire.

Composé de 17 membres à sa fondation, l'IEA compte aujourd'hui 31 États membres³⁷. Devenir membre de l'IEA suppose d'abord une adhésion à l'OCDE, ce qui implique un engagement envers la démocratie libérale et l'économie de marché (Florini, 2011, p. 45). Localisé à Paris, l'IEA est dirigée par son *Governing Board*, constitué des ministres de l'Énergie des États membres ou de leurs délégués. Les droits de vote des membres tiennent compte des quantités relatives de pétrole consommées par les États, avec 1973 pour année de référence, et ce, malgré les variations observables depuis 50 ans (Van de Graaf et Lesage, 2009, p. 306). Le Secrétariat, dirigé par le directeur exécutif de l'IEA, développe quant à lui le plan d'action de l'agence, qui est approuvé par le *Governing Board*. Ce Secrétariat emploie aujourd'hui environ 250 personnes, dont la majorité est faite d'experts de l'énergie et des statisticiens, et jouit d'un budget de 30 millions \$ US, ce qui en fait l'organisation internationale sur l'énergie la mieux dotée (Downie, 2020). Le financement de l'IEA est principalement assuré par les États-Unis et le Japon (Van de Graaf et Lesage, 2009, p. 307). Le Secrétariat de l'IEA jouit d'une certaine autonomie par rapport aux États

³⁶ L'influence des États-Unis dans l'évolution de l'IEA est indéniable, mais elle ne devrait pas être surévaluée. Notons cependant que, lors de la création de l'IEA, la France s'est opposée à cette initiative notamment par ce qu'elle craignait que ce soit une façon pour les États-Unis de s'ingérer dans les affaires européennes (Graaf, 2009, p.298). Elle ne s'est jointe à l'IEA qu'en 1992.

³⁷ L'association compte aussi plusieurs États associés, qui n'ont pas de droit de vote, mais peuvent contribuer aux réflexions de l'association.

membres et consacre l'essentiel de son travail à produire des analyses, projections et recommandations de politiques publiques sur la question de l'énergie.

La dimension internationale et contraignante la plus centrale à la raison d'être initiale de l'IEA était située dans le *Emergency Sharing System* intégré à l'IEP. Ce système est destiné à réagir à des situations de crises pétrolières et non à intervenir de manière récurrente dans le marché. Selon ce mécanisme, les pays membres ont l'obligation de maintenir des réserves de pétrole équivalentes à au moins 90 jours d'importations nettes³⁸ (auparavant 60 jours) et à avoir un plan d'urgence pour réduire la demande en réponse à des chocs de l'offre. Cet accord implique d'éventuels partages des ressources en cas de nouveau choc pétrolier³⁹. Ce mécanisme confère par ailleurs un pouvoir important au Secrétariat, car c'est lui qui évalue quand un choc survient et déclenche alors la mise en œuvre du partage des ressources (même si sa décision peut formellement être annulée par le *Governing Board*). Le mécanisme d'urgence doit s'enclencher lorsqu'une chute de 7 % ou plus des importations de pétrole survient. Si les gouvernements ne se soumettent pas aux mesures d'urgence, ils peuvent être punis en recevant moins de pétrole en provenance du système d'allocation (Van de Graaf et Lesage, 2009, p. 301).

Ces mesures d'urgence visant à assurer un approvisionnement continu en pétrole supposent un suivi constant des flux pétroliers. C'est pourquoi l'accord prévoyait la mise en place d'un système d'information pour suivre l'évolution du marché du pétrole.

Dans les faits, le mécanisme d'urgence n'a jamais été activé depuis la fondation de l'IEA (Van de Graaf et Lesage, 2009, p. 301). À la suite du choc pétrolier de 1979, qui avait provoqué une hausse

³⁸ En date de 2010, les États membres avaient en réserve des ressources équivalentes à près d'une demi-année d'importations, soit deux fois plus que prévu par l'accord. Van de Graaf, T. (2012). Obsolete or resurgent? The International Energy Agency in a changing global landscape. *Energy Policy*, 48, 233-241. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.05.012>

³⁹ Puisque les acheteurs et vendeurs de pétrole sont le plus souvent des entreprises plutôt que des États, les grandes compagnies pétrolières ont été intégrées dans le mécanisme d'urgence de l'IEA. Pour ces compagnies, ce système n'apportait pas de changements majeurs, puisqu'elles avaient déjà effectué de tels échanges de ressources dans le passé. L'avantage de ce programme consistait surtout à transférer la fonction assurantielle, auparavant assumée par les entreprises privées, en un mécanisme assuré par des procédures diplomatiques. La transparence offerte par ce système permettait d'isoler les compagnies pétrolières des pressions issues de leur gouvernement hôte. Van de Graaf, T. et Lesage, D. (2009). The International Energy Agency after 35 years: Reform needs and institutional adaptability. *The Review of International Organizations*, 4(3), 293-317. <https://doi.org/10.1007/s11558-009-9063-8>

des prix, mais pas le déclenchement des mesures d'urgence (malgré les pressions de la Suède), les membres décidèrent de mettre en place un mécanisme d'urgence plus flexible, qui ne dépendrait plus des diminutions réelles d'importations. Le seuil de 7 % était considéré comme trop restrictif (Van de Graaf et Lesage, 2009, p. 302). En réponse, le *Co-ordinated Emergency Response Measures* (CERM) fut établi en 1984 et servi à stabiliser les prix du pétrole, notamment lors de la Guerre du Golfe de 1991, lors de l'ouragan Katrina en 2005, au moment des ruptures d'approvisionnement provenant de la Lybie en 2011 et à deux reprises dans le contexte de la Guerre en Ukraine en 2022. Ce mécanisme fonctionne cependant non plus selon une allocation des ressources, mais par une mise en marché des réserves de pétrole visant à créer une pression à la baisse sur les prix. Ce changement de procédure refléterait les préférences des États membres pour les solutions dites « market-based », mais aussi les transformations du marché du pétrole, davantage intégré au marché financier à court terme depuis les années 1980 (Van de Graaf et Lesage, 2009, p. 302).

Reste que les contraintes internationales impliquées par le précédent accord IEP ont ainsi contribué à faire des statistiques énergétiques, et en particulier des statistiques pétrolières, une ressource stratégique de la plus haute importance pour la stabilité des pays capitalistes occidentaux. Cette ressource stratégique constitue encore une partie essentielle du travail du Secrétariat de l'IEA. Depuis les années 1970, l'agence est devenue le chef de file des statistiques énergétiques à l'échelle internationale. Son rapport *World Energy Outlook* (WEO) est généralement considéré comme une des principales autorités dans les publications sur l'énergie. Les statistiques et projections de l'IEA sont régulièrement utilisées comme références par les politiciens des pays membres et non membres de l'IEA (Downie, 2020). L'autonomie relative de son point de vue s'illustre par ailleurs dans le fait que les scénarios du WEO n'ont pas à être approuvés officiellement par les États membres. Cela aurait notamment permis à l'IEA de se faire plus alarmante dans ses analyses sur la question des changements climatiques depuis 2008 (Van de Graaf et Lesage, 2009, p. 314).

La prégnance du pétrole depuis les années 1970, constitutive de la préoccupation pour la sécurité énergétique des États membres, se remarque encore aujourd'hui dans les conventions statistiques choisies par l'IEA dans sa méthodologie. L'unité de mesure choisie pour l'évaluation annuelle des balances énergétiques n'est pas le Watt/heure, mais la « tonne de pétrole équivalent » (*tonne of oil*

equivalent, toe), soit le contenu en chaleur net d'une tonne de pétrole brut (10^7 kilocalories ou 41,868 gigajoules) (IEA, 2023c, p. 613)⁴⁰.

Même si son mandat initial concernait les approvisionnements en pétrole, le mandat de l'IEA s'est élargi à partir des années 1990. Dans un contexte de faible prix du pétrole, l'IEA s'est intéressé à la restructuration des marchés du gaz et de l'électricité, aux technologies de transports, à l'efficacité énergétique et aux changements climatiques. À partir de 1993, les « buts partagés » par les États membres ont été reformulés à partir de la formule des trois « E » : « energy security, economic development and environmental protection » (Van de Graaf et Lesage, 2009, p. 303). Ces concepts fournissent les critères d'évaluation des politiques énergétiques des pays systématiquement utilisés depuis par l'IEA. Ces priorités reflètent l'importance accordée par l'agence au rôle de l'énergie dans le dynamisme de l'économie et l'arrivée de certaines préoccupations environnementales (Van de Graaf et Lesage, 2009, p. 303).

À la demande du G8 réuni 2005, l'IEA s'est davantage investi dans la recherche et l'analyse des politiques énergétiques permettant d'affronter la question des changements climatiques (Florini, 2011; Van de Graaf et Lesage, 2009). L'IEA s'intéressait déjà à cette question depuis la moitié de la décennie 1990 et avait mis en place des bases de données sur l'efficacité énergétique, les politiques d'énergie renouvelable et les mesures pour réduire les émissions en 1999 (Van de Graaf et Lesage, 2009, p. 305). Cependant, ce n'est qu'à partir de 2005 et du mandat du G8 que cet enjeu est devenu central aux travaux de l'IEA. Dès 2006, l'IEA s'est mise à publier tous les deux ans son *Energy Technology Perspectives*, qui détaille notamment des scénarios de réduction des gaz à effet de serre par l'usage de nouvelles technologies. L'IEA aurait ainsi joué un rôle clé pour faire de l'énergie une question centrale dans les négociations climatiques. Les recommandations de l'IEA, en particulier en ce qui concerne l'efficacité énergétique en sont venues à devenir des références pour les politiques publiques. Dès 2009, l'IEA a même acquis un rôle crucial dans les négociations

⁴⁰ À notre connaissance, ce choix ne semble pas justifié par des exigences méthodologiques en tant que telles – du moins elles ne sont pas explicitées. Sa détermination reflète sans aucun doute la place hégémonique acquise par le pétrole à partir de la deuxième moitié du XX^e siècle et l'intérêt stratégique du pétrole pour les pays membres de l'IEA.

internationales sur le climat et la publication de ses analyses a été saluée par le secrétariat de la Convention sur les changements climatiques de l'ONU.

Le point de vue et les analyses de l'IEA n'ont pas toujours fait l'unanimité. L'organisation a souvent été considérée comme ayant favorisé l'idée que les ressources pétrolières n'étaient pas en danger d'épuisement. Dès la fin des années 1990, les projections de production de pétrole de l'agence ont été contestées, considérées comme surévaluées par certains acteurs scientifiques et écologistes. Selon ses critiques, ces projections à la hausse auraient contribué à retarder la mise en place d'alternatives écologiques au pétrole (Florini, 2011, p. 47). En 2008, le Energy Watch Group, un réseau international de politiciens et de parlementaires fondé en Allemagne favorable aux énergies renouvelables, accusait l'IEA d'avoir délibérément sous-estimé le potentiel des énergies renouvelables et d'avoir promu le pétrole, le charbon et le nucléaire comme des ressources énergétiques « irremplaçables » (Van de Graaf et Lesage, 2009, p. 309). Les projections de l'IEA concernant la croissance des énergies renouvelables ont à nouveau été contestées par l'Energy Watch Group en 2015, 2016 et 2017. Dans les faits, les projections de capacités éoliennes établies en 1998 pour l'année 2020 furent atteintes dès 2004, tandis que les projections révisées en 2002 pour l'année 2020 furent dépassées dès 2008. Ce biais favorable aux sources fossiles au détriment des sources renouvelables d'électricité s'explique principalement par ses projections de coûts, qui étaient défavorables aux sources renouvelables jusqu'en 2015. L'IEA a toujours fait des prix le principal moteur des changements dans le mix électrique, contribuant à rendre hégémonique l'argument selon laquelle la transition serait principalement déterminée par les prix (non par la rentabilité) (Christophers, 2024, p. 102).

Ses analyses, interprétées comme étant plus favorables aux carburants fossiles et à l'énergie nucléaire, auraient incité les gouvernements de l'Allemagne, du Danemark et de l'Espagne à encourager la création d'une agence concurrente. Ces trois États avaient par ailleurs d'importants intérêts économiques dans les énergies renouvelables, en particulier dans le secteur des éoliennes. Le gouvernement allemand social-démocrate-vert (*Sozialdemokratische Partei Deutschlands*, SPD-Grünen), en particulier Hermann Scheer, un des pères de la politique favorable aux énergies renouvelables, jugeait que les analyses de l'IEA étaient axées sur la production énergétique à large échelle, sans offrir de conseils pour adapter les marchés à des formes plus décentralisées d'énergie et sans refléter complètement le potentiel des énergies renouvelables. Entravée délibérément par

l'IEA et ses membres à plusieurs reprises au début des années 2000, la création de *International Renewable Energy Agency* (IRENA) fut entérinée à Bonn en 2009 par 75 États signataires. D'abord ratifié sans plusieurs des membres du G8 et d'importants pays du Sud global (Chine, Brésil, Inde, Mexique, Afrique du Sud), l'IRENA a cependant connu une rapide croissance dans ses premières années. La très grande majorité des membres de l'IEA en sont aujourd'hui aussi membres (Van de Graaf, 2013).

Durant les deux dernières décennies, l'IEA a dû faire face à une certaine crise de légitimité. L'arrivée de l'IRENA, les critiques quant à ses projections pétrolières et les changements dans l'équilibre des forces internationales avec l'arrivée des pays du BRIC ont ébranlé l'IEA. Ce contexte l'a poussé à procéder à une « modernisation » dès 2015. Elle s'est rapprochée de pays non membres importants (Chine, Inde, Brésil), a développé davantage son expertise dans la question de l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables et a davantage porté son attention à la question de l'accès à l'énergie (conformément aux objectifs de développement durable de l'ONU) (Downie, 2020). L'IEA collabore depuis avec l'IRENA pour la collecte de données. Depuis 2015, l'organisation a également dû prendre acte de la radicale chute des prix des énergies renouvelables; réévaluation qui a même poussé son président Fatih Birol a affirmé en 2020 que l'énergie solaire était en train de devenir le « nouveau roi des marchés d'électricité dans le monde » (Christophers, 2024, p. 126).

La publication du rapport *Net Zero 2050* (NZE) en 2021 s'inscrit dans cette tentative de « modernisation » et témoigne de la volonté de l'IEA de se positionner comme une organisation crédible dans le débat sur les changements climatiques. Ce rapport a fait date en recommandant la fin immédiate de tout *nouvel* investissement dans les énergies fossiles. Tandis que plusieurs organisations écologistes se sont réjouies des conclusions de ce rapport, les compagnies énergétiques, en particulier du pétrole et du gaz, les ont critiqués comme étant trop optimistes quant à la rapidité des transformations possibles. Après la publication de son rapport *World Energy Outlook 2023*, qui a prédit un pic de la demande de pétrole et de gaz en 2030, même au regard des faibles engagements climatiques des politiques publiques actuelles, les pays de l'OPEC ont jugé ces évaluations politiquement biaisées et diplomatiquement injustes (Worland, 2024), se joignant à la voix des grandes corporations du Big oil qui jugeaient irréalistes une sortie rapide des carburants fossiles (Parraga et Somasekhar, 2024).

D'une organisation consacrée à la gestion de l'approvisionnement en pétrole en temps de crise, l'IEA s'est ainsi diversifiée pour devenir une organisation généraliste sur les questions d'énergie qui fournit des statistiques et recommandations politiques et qui favorise la collaboration internationale sur ces questions⁴¹. D'une organisation réactive, elle est devenue davantage une conseillère politique proactive (Van de Graaf et Lesage, 2009, p. 311). En mars 2022, elle aurait joué un rôle clé en Europe dans la gestion de la crise énergétique liée à l'invasion russe de l'Ukraine, comme l'a reconnu la présidente de la Commission européenne (Worland, 2024). Tandis que la question écologique était absente à ces débuts, elle a fait sa place à partir des années 1990 sous le prisme technologique de l'efficacité énergétique et à partir du point de vue écologiquement sélectif de la question climatique. Malgré l'arrivée de l'IRENA initié entre autres par l'Allemagne, l'IEA demeure une référence centrale pour la classe capitaliste allemande et sa vision de la transition. Sur les 60 documents de l'association patronale BDI analysés (voir chapitre 8 et 9), les rapports de l'IEA sont abondamment cités (689 références dans 7 documents), en particulier dans les deux études phares de 2018 et 2021 (plus de deux cents occurrences dans chacune), tandis que l'IRENA n'est citée que dans un seul document (83 occurrences) sur les politiques de recherche et développement.

Contrairement à certaines lectures qui considèrent que les organisations internationales n'ont aucune autonomie, Downie (2020) et Graaf (2009) soutiennent que l'évolution de l'IEA dans les deux dernières décennies témoigne plutôt d'une relative autonomie. Cela étant dit, cette autonomie se situe sur le plan de l'influence des États membres et de leurs intérêts géopolitiques particuliers. L'IEA peut être considérée comme une « communauté épistémique » dont l'autorité est assumée afin de guider les politiques énergétiques, en raison de la reconnaissance de son expertise professionnelle particulière en ce domaine, validée à l'intérieure même de l'organisation. Les membres de cette communauté partagent un ensemble de principes normatifs, des croyances sur les rapports de causalité impliqués par les politiques publiques et des notions similaires des processus de validation du savoir, en plus de viser ensemble à influencer les États et les autres acteurs de la société civile (Cross, 2013; Haas, P. M., 1992). Cette communauté épistémique

⁴¹ Cette collaboration s'est même étendue à l'OPEC, contre laquelle l'IEA a été initialement fondée. Dans les années 1990, l'IEA a commencé à se rapprocher de l'OPEC. Dès 2002, les deux organisations ont commencé à se rencontrer publiquement. L'IEA serait arrivé à la conclusion que les capacités de réserve de l'Arabie Saoudite constituaient la première façon de remédier à une possible nouvelle crise du pétrole (Graaf, p.300).

rassemble des bureaucrates de l'élite loin d'être désintéressés, en raison de leurs origines sociales similaires et de leurs méthodologies et références théoriques partagées. Ensemble, ces « experts » ont très certainement un profil similaire à ceux de l'OCDE, c'est-à-dire qu'ils constituent une « élite transnationale d'officiels des gouvernements occidentaux, à prédominance masculine, bien éduquée (surtout en économie) et provenant des classes supérieures, qui poursuit un agenda à la fois professionnel et national » (Schmelzer, M., 2016). Ils sont engagés dans une négociation visant à définir les problèmes, les concepts et les normes qui favorisent leurs intérêts partagés, en tant que représentants des gouvernements des États capitalistes les plus riches et en tant que membre de l'élite politique.

Relativement à la question des principes fondamentaux de l'organisation capitaliste de l'économie, il semble relativement clair, à travers ses recommandations, l'origine de ses experts et l'orientation partagée des États membres, que son point de vue est intégralement porté à la défense implicite de « l'économie de marché » capitaliste. Dans le communiqué ministériel de 2024, le *Governing Board* réaffirmait sa volonté de continuer sur la voie modernisée de l'IEA visant à en faire « a global leader on energy for a secure net zero economy with shared prosperity ». Il reconnaissait son rôle crucial pour la stabilité des marchés de l'énergie et lui enjoignait de poursuivre ses efforts pour lever les barrières à l'investissement afin de « promoting clean energy markets » (IEA Governing Board, 2024). Dès ses origines, sa préoccupation pour la sécurité énergétique renvoyait à la stabilité socio-économique de ses États membres. Tandis que l'IEA cherche aujourd'hui à contribuer à établir une trajectoire de réduction des GES, sa préoccupation pour la sécurité énergétique demeure centrale à ses analyses et recommandations. Comme nous le verrons à travers l'analyse du rapport NZE, le contenu de cette exigence exprime, de manière idéologique, les normes du régime d'énergie abstraite hérité de l'ère fossile.

6.2 Net Zero by 2050 : la conception de la transition selon l'IEA

Le rapport *Net Zero by 2050, A Roadmap for the Global Energy Sector* (NZE) a été publié en mai 2021⁴² et une deuxième version a été publiée en 2023 (voir section 7.5)⁴³. Selon les mots mêmes de l'actuel directeur exécutif de l'IEA, Fatih Birol, il constituerait « one of the most important and challenging undertakings in the IEA's history » (p.3)⁴⁴. Le NZE constitue un document public, mais principalement destiné aux gouvernements (*policy makers*) afin d'influencer l'établissement de leurs politiques énergétiques. Selon l'IEA, ce rapport aurait été sa publication la plus consultée de son histoire et serait devenu une référence pour les gouvernements, les entreprises, les investisseurs et la société civile (IEA, 2023b, p. 3). Rédigé par des dizaines de scientifiques, ingénieurs et économistes, il est également révisé par de hauts fonctionnaires et des experts internationaux, provenant notamment des grandes corporations et des instituts de recherche. En lien avec notre étude de cas sur l'Allemagne, notons que le ministère allemand de l'Économie a aussi été consulté dans le cadre de la révision de ce rapport. Parmi les dizaines de réviseurs, il convient de noter la présence de représentants de compagnies automobiles (Volkswagen, Toyota), de producteurs de pétrole et de gaz (Eni, Shell, BP, World Liquid Gas Association), de compagnies d'électricité (World Nuclear Association, EDF, Iberdrola, Enel, Hitachi ABB Power Grids), de fournisseur d'hydrogène (Air Liquide), de compagnies d'électronique (Schneider Electric), de la métallurgie (ArcelorMittal, World Steel) et du ciment (The European Cement Association). Notons également l'absence d'organisations syndicales, de mouvements sociaux ou d'organisations écologistes – ce qui oriente nécessairement la forme privilégiée de transition énergétique proposée. La convergence de ces représentants du capital industriel et des États capitalistes avancés dans l'élaboration et la révision de ce document peut se comprendre également comme un moment informel de coordination internationale. Étant donné l'objectif de « sécurité énergétique » poursuivi par les hauts fonctionnaires des États capitalistes, de même que la participation

⁴² Pour notre analyse, nous avons utilisé la version de mai 2021, mais une version corrigée a été publiée en octobre 2021. Si certaines ont été repérées, nous n'avons pas pu faire l'analyse de toutes les corrections.

⁴³ Afin de conserver une plus grande base commune de cohérence quant à l'évaluation des plans de transition du GIEC et de BDI, les données et projections évoquées dans ce chapitre seront principalement tirées de la version 2021. Parfois, certaines références pertinentes à la version 2023 nous seront nécessaires. Pour les détails des différences majeures, voir la section dédiée avant la conclusion de ce chapitre.

⁴⁴ Dans cette section, lorsque nous citerons le rapport *Net Zero by 2050*, nous indiquerons la référence seulement en indiquant la page adéquate. Par ailleurs, plusieurs données statistiques détaillées sont issues des annexes utilisées pour les modélisations, aussi disponible sur le site de l'IEA : <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/net-zero-by-2050-scenario#figures-and-data-by-chapter>

d'entreprises couvrant une diversité de secteurs au-delà du secteur énergétique, l'ensemble de ces recommandations peuvent se lire comme un condensé des conditions nécessaires à la reproduction de l'accumulation capitaliste en général, et pas seulement comme la stratégie particulière de certaines fractions du capital.

Le projet de ce document est d'établir un plan pour l'atteinte de la carboneutralité pour le secteur énergétique en 2050⁴⁵, ainsi que les principales implications en termes de transformations des technologies et secteurs d'activités et technologies. Ce plan adopte la trajectoire d'émissions compatible avec une limitation de la température à 1,5° C en 2100 avec 50 % de probabilité. Ce plan ne prévoit aucune compensation assumée par d'autres secteurs à l'extérieur du secteur énergétique. Dans le premier chapitre, les politiques en place (*Stated Policies Scenario*) et les engagements pris par les États (*Announced Pledges Case*) sont évalués au regard de l'objectif de carboneutralité. À titre comparatif, le plan NZE est beaucoup plus exigeant en termes de transformations technologiques globales, puisque les plans établis précédemment (2020) ne couvriraient que 70 % des émissions de CO₂. La voie proposée dans ce rapport appelle ainsi les gouvernements à « renforcer significativement » et à « implanter efficacement leurs politiques énergétiques et climatiques » (p.13). D'emblée, l'IEA reconnaît que son scénario NZE constitue « une » voie et non « la » voie unique vers la carboneutralité. Elle suggère que les voies pourraient varier en fonction des innovations technologiques, de la mesure dans laquelle les citoyens pourraient changer de comportements, de la disponibilité des bioénergies « durables » et du degré de coopération internationale (p.49-50). Soulignons également qu'il s'agit d'une voie agrégée à l'échelle globale et non de la combinaison de diverses trajectoires nationales combinées.

Comment la transition énergétique est-elle conçue par l'IEA ? Son directeur exécutif, Fatih Birol, qui préface le rapport, exprime clairement la vision technocentrée de l'organisation : « transform the global economy from one dominated by fossil fuels into one powered predominantly by renewable energy like solar and wind » (p.3). Ce qui est requis relève ainsi surtout de changements techniques, soit changer de convertisseurs et de sources d'énergie, avec certes des implications économiques en termes d'investissements. Comme nous le verrons, outre la référence à la coopération internationale, aucune dimension n'appelle ainsi à une transformation sociopolitique

⁴⁵ Ce plan exclut donc les mesures nécessaires pour le milieu agricole.

en profondeur, qui serait susceptible de remettre en question l'organisation des sociétés autour du principe d'accumulation du capital.

Avant de pouvoir détailler le contenu même des recommandations et projections de ce rapport, il nous faut mieux saisir sur quelle base méthodologique et épistémologique il s'appuie. Cette réflexion préliminaire nous permettra de révéler d'emblée un certain nombre de présupposés normatifs implicites qui traversent les analyses et projections de l'IEA, avant de pouvoir exposer les principes normatifs explicites de la transition telle que conçue par l'IEA. Cette réflexion méthodologique nous permettra de mieux savoir *comment lire* les projections quantitatives du rapport.

6.3 Cadre méthodologique de la modélisation de l'IEA

Comme toute tentative de modélisation de l'évolution de l'économie et des émissions, la modélisation de l'IEA représente le système social complexe de la planète en sélectionnant une série d'informations jugées pertinentes. Ces données sont agrégées, leur moyenne est établie et une série d'hypothèses sur leur développement est émise. Ainsi, une série de considérations politiques implicites et explicites peuvent déterminer les valeurs attribuées aux variables jugées importantes. Dans la modélisation de l'IEA, comme dans celles d'autres organisations dominantes, la principale limite des projections établies relève de sa préférence implicite pour l'hypothèse de la continuité socio-économique – c'est-à-dire une projection de la demande énergétique basée sur les impératifs d'accumulation du capital (Baumgartner et Midttun, 1987b, p. 14-15). Dans notre cas, ce préjugé conservateur peut s'avérer particulièrement utile pour révéler les normes du régime d'énergie abstraite. Comme le soulignent Thomas Baumgartner et Alte Midttun, les perspectives des modèles dominants sont souvent « the perspectives of powerful social actors » (Baumgartner et Midttun, 1987b, p. 22). Dans le cas de la planification énergétique, le rôle conservateur des modélisations dominantes, leur capacité à réduire le champ des possibles en invoquant le *nécessaire*, est d'autant plus crucial que les politiques énergétiques peuvent contribuer à reproduire ou à redéfinir les structures sociales (Baumgartner et Midttun, 1987b, p. 25-26). Ainsi, pour mieux comprendre le statut des énoncés du rapport NZE de l'IEA, nous tenterons dans cette section de répondre aux questions suivantes : quelle est la modélisation employée par l'IEA ? Sur quelles bases s'appuient-elles ? Et quels présupposés articule-t-elle ?

Pour la première fois dans l’histoire de l’IEA, le rapport NZE combine de manière hybride le *World Energy Model* et le *Energy Technology Perspectives model*, utilisés respectivement pour la production des études phares publiées annuellement sous les noms de *World Energy Outlook* et *Energy Technology Perspectives*. Tandis que le premier modèle est conçu pour reproduire le fonctionnement des marchés énergétiques « compétitifs » et pour examiner les implications en termes de politiques publiques, le deuxième modèle est dit « d’optimisation partielle » et utilise les descriptions détaillées des technologies dans les domaines de l’énergie, de l’industrie, des transports et des bâtiments (p.49)⁴⁶. Ce modèle hybride est depuis appelé le *Global Energy and Climate Model*⁴⁷ et est désormais l’outil principal utilisé pour générer les scénarios détaillés dans les publications de l’agence. Il requiert des quantités importantes de données économiques et techniques, qui proviennent essentiellement des bases de données de l’agence et parfois de collaboration avec d’autres institutions.

La modélisation de l’IEA constitue un exemple d’IAM largement utilisé dans les débats sur les changements climatiques (voir section 2.3.4 et 4.2.1). Il possède ainsi les forces et limites de ce type d’exercice intellectuel de projection, à commencer par son préjugé inhérent en faveur des solutions technologiques.

D’un point de vue économique, la modélisation utilisée dans le plan NZE repose sur une approche d’équilibre partiel *bottom-up* (IEA, 2023a, p. 5), inspiré de la tradition économique néoclassique. Elle produit un scénario en décomposant le système énergétique en trois « modules » : l’approvisionnement (*supply*) en énergie⁴⁸, la transformation (ou conversion) énergétique et la demande finale en services énergétiques. Le module de la demande conditionne celui de la transformation et de l’approvisionnement de manière dynamique : la consommation d’électricité, d’hydrogène et de ses dérivés, de biocarburants, de produits pétroliers, de charbon et de gaz naturel dans le module de la demande finale est ce que détermine les modules de transformation et

⁴⁶ Les résultats ont par la suite été combinés avec d’autres modèles pour l’évaluation des gaz à effet de serre, l’usage de la terre pour les bioénergies et les investissements nécessaires (avec les modèles du Fonds monétaire international).

⁴⁷ Dans la suite de l’analyse méthodologique, nous référons au document sur la méthodologie de la modélisation de 2023, mais la version 2021 du plan NZE a été élaborée sur la même base méthodologique.

⁴⁸ Dans le reste du chapitre, nous traduisons l’expression *total energy supply* par approvisionnement énergétique (total ou global).

d'approvisionnement du modèle, qui, à leur tour, renvoient les prix de l'énergie au module de la demande par le biais d'un processus itératif (IEA, 2023a, p. 12). D'un point de vue strictement énergétique, l'équilibre recherché prend pour point de départ la demande, ce qui mène à un calcul de la transformation de l'énergie primaire en forme énergétique utilisable (*required fuels*), résultat qui permet finalement d'établir les besoins en énergie primaire (IEA, 2023a, p. 12). La demande en services énergétiques est estimée en fonction des données historiques des secteurs concernés et de certains facteurs socio-économiques, malheureusement non explicités. Cela dit, les trois principaux facteurs dits « exogènes » considérés sont l'évolution démographique, les variations de la croissance économique et le développement des innovations technologiques.

Dans cette approche d'équilibre partiel, les coûts spécifiques des marchandises énergétiques et des technologies jouent un « rôle important » si ce n'est déterminant dans l'établissement de la part des combustibles et des technologies pour satisfaire la demande (IEA, 2023a, p. 12). Ces coûts comprennent les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et de maintenance, les coûts des carburants et, dans certains cas, les taxes ou prix liés aux émissions de CO₂. Par ailleurs, tous les combustibles et technologies inclus dans le modèle sont soit déjà disponibles sur le marché, soit à un stade de développement à partir duquel il est possible d'obtenir suffisamment d'informations sur les performances et les coûts lors de leur mise à l'échelle. Le modèle s'appuie par ailleurs sur l'hypothèse d'une diminution continue des coûts des nouveaux carburants et technologies « propres » (IEA, 2023a, p. 13).

Le résultat de la modélisation n'est pas la voie la « moins chère », en raison de la prise en compte d'objectifs non strictement économiques, mais offre un scénario d'« optimisation des coûts » à travers un « portfolio⁴⁹ » de carburants et de technologies. Ce modèle en portfolio serait une « protection contre les risques » réels associés aux filières : si une technologie ou un combustible n'atteint pas le potentiel escompté, il peut plus facilement être compensé par un autre (IEA, 2023a). Le modèle utilisé suppose ainsi une forte intégration des sources et formes d'énergie dans un régime énergétique où chaque partie est complémentaire et éventuellement substituable par une autre. Nous retrouvons par ailleurs dans cet intérêt pour la gestion du risque la norme générale de

⁴⁹ Il est significatif de noter à quel point le langage issu du champ du management et de la finance est si présent dans les représentations du champ de l'énergie. Le terme de « flexibilité » pourrait également faire l'objet d'une analyse comparée entre le monde du travail (du management) et celui de l'énergie.

la sécurité énergétique. Rappelons par ailleurs que cette substituabilité des technologies dans le modèle tend à surestimer les capacités réelles de substitution, de même que les capacités d'intégration des diverses sources et formes énergétiques dans un même régime énergétique.

À partir des résultats de cette modélisation, les émissions de CO₂, de méthane (CH₄), d'oxyde nitreux (N₂O) sont évaluées, mais aussi les implications en termes d'investissements, de minéraux critiques, d'emploi, d'utilisation des terres et de pollution de l'air (IEA, 2023a, p. 12).

Le NZE constitue un « scénario normatif » établi à partir cette modélisation (IEA, 2023a, p. 7) . Comme nous le comprenons, il constitue un document hybride à mi-chemin entre le souhaitable et le probable : le document joue sur le registre prescriptif, en fonction de l'objectif de la carboneutralité et de certaines normes explicites, et en même temps sur le registre de l'anticipation probabiliste, en projetant des dynamiques de marché et d'innovation sur la base des technologies existantes et de sa compréhension du fonctionnement (supposé) de l'économie. Il rend compte de *ce qui est* et de *ce qui est probable* et, sur cette base, établit *ce qui devrait être*. En outre, si certaines idées ont une dimension prescriptive évidente, la plus grande partie n'a pas le même degré de clarté, brouillant la frontière entre les registres de langage. Par ailleurs, étant donné le rôle de références jouées par les analyses de l'IEA pour les États et entreprises, les anticipations elles-mêmes peuvent avoir l'effet d'une prophétie autoréalisatrice, en étant interprétées comme des recommandations, comme cela a déjà été observé dans les projections énergétiques passées (Baumgartner et Midttun, 1987a). En tant qu'objet social, ce document doit ainsi se comprendre comme un ensemble inextricable de *recommandations-anticipations*.

Cependant, les jugements de fait et les projections probabilistes utilisés pour établir les recommandations sont également traversés par des biais normatifs, liés notamment à la théorie économique sous-jacente au modèle utilisé (la théorie néoclassique). La théorie économique néoclassique n'a que très tardivement dans son histoire pris en compte la question écologique et énergétique. Par ailleurs, lorsqu'elle a fini par traiter de ces enjeux dans les années 1970-1980, cette théorie en a fait essentiellement un problème d'optimisation des coûts et bénéfices devant être réglé, dans la théorie, à l'aide d'outils mathématiques hautement formalisés et, dans la pratique, à l'aide de mécanismes d'internalisation des externalités négatives (taxe sur le carbone par exemple) (Douai et Plumecocq, 2017). Dans le cadre de ce paradigme, l'énergie est traitée comme une

marchandise homogène, un bien intermédiaire comme les autres, qui n'a pas de rôle particulier dans la croissance économique. Quant aux outils mathématiques utilisés par la théorie néoclassique, ils reposent souvent sur la présupposition d'une économie « fermée » dans laquelle tous les marchés sont parfaitement compétitifs, tandis que les producteurs sont conçus comme des agents rationnels qui cherchent à maximiser leurs profits et les consommateurs comme des agents tout aussi rationnels qui veulent maximiser leur utilité (Chester, 2017). Juger en détail du degré de fidélité ou d'écart de l'IEA par rapport au paradigme néoclassique dépasse la portée de cette thèse. Cependant, à partir des explications fournies par l'IEA sur sa modélisation, nous pouvons tout de même affirmer que certains principes néoclassiques semblent bien être au cœur de ses projections : parmi eux, le présupposé de marchés « compétitifs » (dans lesquels, entre autres, l'information circule parfaitement), le rôle déterminant des prix dans l'allocation des ressources et le caractère « fermée » de l'économie. Sans fournir ici une critique épistémologique de chacun de ces principes, nous attarderons surtout à relever certaines limites liées au caractère « fermée » de l'économie, qui s'articule à la question du maintien des structures sociales.

De manière générale, il est clair que les projections de l'IEA s'appuient sur des hypothèses qui tablent non seulement sur une stabilité de la croissance économique (voir ci-dessous), mais également sur une stabilité plus générale de la société et en particulier des relations sociales de propriété sous-jacentes au modèle de croissance des sociétés capitalistes. Le modèle suppose que l'économie fonctionne dans un vase clos. Si aucune modélisation n'a la prétention de prédire l'avenir, pas plus celle de l'IEA que celle d'une autre institution, il convient tout de même de relever l'absence des grandes tendances socio-économiques de notre époque dans la formulation par l'IEA des scénarios possibles : parmi elles, notons – sans chercher ici l'exhaustivité, l'accroissement des tensions géopolitiques, l'intensification des conséquences des changements climatiques, l'accélération des ruptures écosystémiques, la stagnation séculaire des pays capitalistes avancés et l'accroissement fulgurant des inégalités. À notre connaissance, ces tendances ne font pas partie des paramètres de la modélisation de l'IEA. Pourtant, la formulation de telles hypothèses, qui impliquent une reconnaissance plus réaliste des dynamiques sociales, économiques et écologiques à l'œuvre, n'est pas complètement étrangère à des processus de planification ayant cours dans les organisations ou entreprises capitalistes. La pétrolière Shell par exemple, avait, en 1982 en Allemagne, produit un scénario qui prenait en compte le contexte social

tendu de l'époque. Sa modélisation prenait en compte la possibilité d'une intensification des « désharmonies sociales », entendues ici comme les conflits sociaux autour du travail, la désintégration sociale, ainsi que les bouleversements liés au développement de l'économie informelle et du secteur bureaucratique (Dienfenbacher et Johnson, 1987, p. 71). En prenant mieux en compte le contexte de crises multiples de la conjoncture, en s'appuyant sur un modèle plus « ouvert », les projections et recommandations de l'IEA auraient très certainement produit un ou plusieurs scénarios alternatifs moins optimistes en termes de croissance économique et de capacités d'innovation – exigeant plus de changements sociaux dans la consommation énergétique plutôt que des changements technologiques. Comme nous le verrons, le scénario proposé par l'IEA a un caractère normatif, mais également très optimiste quant à la cadence des transformations technologiques possibles.

6.4 Les principes normatifs de la transition énergétique selon l'IEA

La voie proposée par l'IEA s'articule autour de cinq principes normatifs explicites : 1) le rôle catalytique de l'État pour assurer une transition rentable sur le « marché » ; 2) la faisabilité technique (*technology maturity*); 3) l'acceptabilité sociale⁵⁰; 4) la sécurité énergétique; 5) la coopération internationale⁵¹. Pour les bienfaits de cette thèse et conformément à notre cadre théorique, nous traiterons ici uniquement des quatre premiers principes. Les principes 2, 3 et 4 seront traités de manière séparée. Nous verrons toutefois qu'ils sont imbriqués les uns et autres et en cela inséparable dans la vision de l'IEA.

6.4.1 Une transition catalysée par l'État, mais réalisée par le marché

Les transformations recommandées, si elles doivent être initiées par les gouvernements, doivent être réalisées ultimement par l'investissement privé sur le marché : « Most of this increase in investment comes from private sources, mobilized by public policies that create incentives, set

⁵⁰ Curieusement, ce concept, explicité en introduction du rapport, n'est plus clairement énoncé dans les paramètres guidant la formulation de la trajectoire. Sur la question de l'acceptabilité sociale, il est surtout question d'établir des décisions de manière transparente, juste et rentable. Les décisions doivent ainsi être « people-centred and inclusive » (p.17). Cela inclut notamment l'objectif de donner accès à l'électricité et à des solutions de « cuisine propre », en particulier aux pays d'Afrique.

⁵¹ La dimension de la coopération implique cependant une transformation différenciée selon les pays : « advanced economies have to reach net zero before emerging markets and developing economies, and assist others in getting there » (p.13).

appropriate regulatory frameworks and reform energy taxes. » (p.82) Les gouvernements doivent diriger la planification, peuvent établir des standards et obligations (p.14) et surtout *inciter* l'investissement, en envoyant des « signaux de marché », par de mesures pour réduire les risques des investisseurs (p.21), grâce à des politiques qui assurent un « flux prédictible de projets bancables » (p.82) et qui financent les infrastructures nécessaires et la recherche. Plusieurs « marchés émergents » devraient ainsi travailler à réformer leur cadre réglementaire pour attirer davantage la finance privée (p.21). Cependant, le financement *direct* de l'État serait aussi nécessaire pour accélérer le développement des infrastructures et les innovations technologiques au stade de prototype et démonstration (p.82). Cette position se rapproche de la position de l'*État entrepreneurial vert* développé par Mazzucato. Selon Mazzucato, les États ont un rôle majeur à jouer pour soutenir le développement des technologies vertes, à travers des mesures de soutien à long terme (plus de 20 ans) qui dépassent la simple recherche et développement et s'étendent jusque dans le financement des capacités productives et la stimulation des marchés (Mazzucato, 2015). Si cette position s'éloigne du paradigme néolibéral, en affirmant la place centrale des interventions de l'État visant à favoriser, à des fins climatiques, certaines filières énergétiques (plutôt que d'imposer les mécanismes de la concurrence généralisée propre au néolibéralisme), elle ne va pas jusqu'à considérer des perspectives de démocratisation ou de nationalisation des ressources stratégiques. Pour l'IEA, l'État joue ainsi un rôle de catalyseur de l'investissement privé et doit travailler à réduire le risque pour développer certaines technologies, mais ne doit pas se substituer à celui-ci. Cette position semble rompre par ailleurs avec un contexte où, en raison de la libéralisation des marchés de l'électricité durant les années 1990, le développement des énergies renouvelables a été ralenti car laissé aux investisseurs privés, qui y ont souvent vu un risque trop élevé et des rendements trop faibles (Christophers, 2024, p. 35-68).

L'ensemble des transformations techno-économiques recommandées devraient en outre être favorables à la croissance économique. Par exemple, l'ensemble des investissements requis devrait mener, en 2030 à un PIB mondial supérieur de 4 % à ce qui prévisible sans cette transition (p.22). Globalement, l'IEA prévoit que le PIB mondial devrait avoir doublé d'ici 2050. Cette croissance économique, combinée à la croissance démographique – toutefois quatre fois moins rapide que celle du PIB, n'est pas sans conséquences, puisqu'elle exigerait un effort de réductions de GES supérieur à une situation de stabilisation du PIB : en 2050, les efforts de réductions devraient être

d'environ -50 Gt de CO₂, afin d'atteindre un effet net de -32Gt de CO₂ en 2050, ce qui signifie des efforts 56 % plus élevés à un scénario sans croissance économique et démographique globale (p.56).

Il est possible de considérer que l'IEA tente de trouver un compromis entre des politiques industrielles fortes et le « libre marché ». Elle reconnaît que l'État peut certes se faire contraignant (par des interdictions), mais doit surtout exercer son pouvoir à travers des mécanismes basés sur la compétition du marché (par l'internalisation des externalités grâce au prix du CO₂) et des subventions diverses. Ces recommandations s'inscrivent dans le tournant interventionniste dans les discours des organisations internationales sur la question climatique depuis les années 2000, après une période dominée par le paradigme néoclassique axé sur les solutions de marché (Meckling et Allan, 2020). Cet interventionnisme se présente à la fois comme keynésien - pour ce qui est de la stimulation de la demande - et schumpétérien - pour la dynamique d'innovation verte. En raison de l'absence de considération à propos de la propriété publique (ou d'autres formes communes) et des rapports sociaux de production, il est possible de qualifier la perspective tracée par l'agence comme une forme de *politique industrielle d'État capitaliste à vocation climatique*.

6.4.2 Une transition technocentrée exigeant un cycle d'innovations inédit

Dans la vision de l'IEA, la transition énergétique est un vaste projet d'innovation technologique offrant des opportunités de croissance économique. Les changements sociaux, conçus comme des « behavioral changes », ne joueraient qu'un rôle marginal dans l'ensemble des mesures permettant la réduction des GES (voir section ci-dessous).

Tandis que la plupart des technologies nécessaires à la réduction des GES d'ici 2030 sont disponibles sur le marché, l'IEA soutient que près de la moitié⁵² des efforts nécessaires pour atteindre la carboneutralité en 2050 repose sur l'usage généralisé de technologies qui ne sont pas encore sur le marché et qui parfois n'en sont qu'au stade du prototype (même pas à celui de la démonstration), soit bien loin de la production de masse. Les « opportunités » d'innovation se situeraient surtout dans le domaine des batteries, des électrolyseurs pour la production d'hydrogène et les technologies de captage du carbone directement de l'atmosphère (*direct air capture and storage*) (p.15). L'IEA souligne la difficulté de ce défi en notant que le rythme d'innovation,

⁵² Proportion réduite à 35 % dans la version 2023 du rapport, voir ci-dessous.

entendu comme le passage du stade du prototype à la mise en marché, devrait être accéléré de 20 % par rapport aux innovations technologiques les plus rapides de l'histoire, pour être en mesure d'atteindre les cibles climatiques. Ces innovations devraient en outre se déployer en parallèle, alors que les précédents cycles d'innovation ayant eu cours au XIX^e et XX^e siècles reposaient sur des transferts technologiques *consécutifs* et non parallèles (p.185).

Ce cycle d'innovation, au rythme et aux dimensions inédites, paraît être la seule voie de salut pour la préservation de la matérialité quotidienne du capitalisme globalisé et son mode de vie impérial (Brand et Wissen, 2021). Par exemple, pour les plus importantes industries lourdes, la chimie, l'acier et le ciment, qui sont pour beaucoup situés dans les « économies en développement » - même si leurs produits sont davantage consommés dans les « économies avancées », l'enjeu de la transition énergétique consiste simplement à continuer de les produire toutefois sans émissions de CO₂. Ces matériaux bruts seraient des « essential inputs to our modern way of life, with few cost-competitive substitutes » (p.121) : s'en débarrasser ou en limiter la production et la consommation risquerait de bouleverser radicalement ce mode de vie « moderne ». Ainsi, selon la modélisation de l'IEA, la production de produits chimiques et d'acier augmenterait (respectivement de 30 % et de 12 %), tandis que celle de ciment resterait stable (p.122). Pour ce qui est du transport, malgré les défis associés à la décarbonation du transport lourd et de longue distance, il n'est pas question d'en réduire les usages, mais au contraire de les augmenter (tout en réduisant de 90 % les émissions du secteur) : le nombre de voyages de passagers doublerait; le transport des marchandises serait multiplié par deux fois et demie; le nombre de voitures passerait de 1,2 milliard à 2 milliards. Quant aux transports des marchandises, qui pourraient être radicalement bouleversés par la fin de l'usage du pétrole, la numérisation et l'automatisation des processus ne doivent pas seulement permettre de maintenir les opérations de logistique *just-in-time* mais d'en augmenter aussi la rapidité et la « flexibilité » (p.182).

En somme, la transition énergétique, telle que conçue par l'IEA, constitue essentiellement un ensemble de changements technologiques sans bouleversements fondamentaux des structures sociales, une forme énergétique de « révolution passive ». Il constitue un exemple des formes contemporaines de solutionnisme technologique, dans la mesure où il s'agit de résoudre un problème socio-économique en ayant recours à des solutions essentiellement techniques (Morozov, 2014). Du point de vue du métabolisme social, le maintien de ce statu quo socio-économique

devrait se traduire par une croissance de la production et de la circulation des marchandises, et incidemment, des processus d'extraction et de dissipation des ressources. C'est également ce qui est espéré par le plan de l'IEA.

6.4.3 Une transition « socialement acceptable » : préserver et étendre le mode de vie « moderne »

L'IEA soutient que la dimension et la rapidité de la voie proposée ne peuvent être atteintes sans un fort degré d'« acceptabilité sociale ». Cette transition ne peut être accomplie sans un « soutien continu et une participation des citoyens » (p.17). Cette participation n'est pas entendue comme une démocratisation des décisions, mais est restreinte à l'idée de s'assurer que ces décisions soient transparentes, justes et « efficaces d'un point de vue des coûts » (*cost-effective*) (p.17). Les gouvernements devraient faire attention aux coûts de l'énergie et assurer un accès à l'énergie pour tous. Le plan prévoit également de faire de cette transition énergétique l'occasion pour une grande partie de la population mondiale de faire leur entrée dans la « modernité », en lui donnant accès à l'électricité et à des carburants « modernes » pour la cuisson⁵³, conformément aux Objectifs du développement durable établis par l'ONU. Comme nous le verrons, le respect du principe de l'acceptabilité sociale se traduit par une recherche importante du *statu quo* dans les pratiques sociales et le mode de production et consommation qui les accompagnent.

Afin de respecter les principes de rentabilité de marché, de faisabilité technique et de sécurité énergétique détaillés plus tôt, la quasi-totalité des transformations nécessaires est de l'ordre de changements technologiques. La part restante relève de ce que l'IEA appelle les « behavioural changes » (p.16). Dans les termes de l'IEA, cette catégorie réfère aux changements dans les

⁵³ L'IEA recommande de mettre fin aux usages « traditionnels » de la biomasse pour la cuisson et de fournir plutôt de la biomasse « moderne » ou des carburants fossiles. L'usage de la biomasse est jugé inefficace d'un point de vue énergétique par rapport au gaz issu du pétrole liquéfié (p.56), dangereux pour la santé pulmonaire et exigerait 1,4 h par jour pour la collecte du bois et plusieurs heures pour la cuisine; une charge largement assumée par les femmes (p.167). Ce souci pour les conditions de vie des populations rurales des pays « en voie de développement » pourrait avoir pour revers l'intégration au marché capitaliste : dans certains cas, la dépossession des ressources de biomasse et leurs usages autonomes par les populations rurales, à l'instar des *enclosures*, pourraient s'accompagner d'une marchandisation accrue de leurs besoins et ainsi d'une pression plus forte à la marchandisation de leur force de travail. Dans un autre rapport, l'IEA soutient que les solutions de « clean cooking » ne doivent pas être seulement comprises comme de la « charity but also as a business opportunity ». Malheureusement, l'évaluation des conséquences particulières et différenciées de cette recommandation dépasse le cadre de cette thèse. Ferris, N. (2024, 26 février). *How clean cooking has 'moved to the top of the energy agenda'*. Energy Monitor. Récupéré le 8 mars 2024 de <https://www.energymonitor.ai/policy/just-transition/how-clean-cooking-has-moved-to-the-top-of-the-energy-agenda/>

comportements continus ou répétés de la part des consommateurs qui exercent une influence sur la demande⁵⁴ en service énergétique ou sur l'intensité énergétique d'une activité (p.67). Cette catégorie peut être assimilée à ce que le GIEC a appelé les solutions du côté de la demande (*demande-side solutions*).

La catégorie des changements de comportements comprend trois volets : 1) la réduction de la consommation d'énergie (par des politiques publiques et des incitations volontaires), notamment par des changements dans les habitudes de chauffage et de climatisation, la limitation de la vitesse sur les autoroutes et la limitation des voyages d'affaires et de loisirs en avion (à leur niveau de 2019); 2) le transfert modal dans les transports, par le remplacement de l'usage de la voiture par la marche, le vélo ou les transports publics⁵⁵ et le remplacement de l'avion par le train pour les voyages régionaux; 3) les gains d'efficacité matérielle, par de meilleurs taux de recyclage et une conception améliorée des produits, des bâtiments et des véhicules (p.67)⁵⁶. Il convient toutefois de spécifier que les mesures recommandées, en apparence draconiennes sur certains aspects n'impliquent pas nécessairement une transformation aussi radicale des pratiques de production et de consommation à l'échelle mondiale. Comme nous l'avons déjà spécifié, les recommandations évoquées n'excluent pas une croissance du parc automobile mondiale⁵⁷ et une multiplication par deux des vols d'avions (de 44 millions de vols en 2019⁵⁸ à 85 millions de vols en 2050) (p.85 et 131).

⁵⁴ Le paradigme néolibéral de la souveraineté du consommateur semble assez prégnant dans cette définition. Schor, J. (2007). In Defense of Consumer Critique: Revisiting the Consumption Debates of the Twentieth Century. *The Annals of the American Academy of Political and Social Science*, 611(1), 16-30. Il est réitéré et explicité lorsque le rapport énonce que les consommateurs sont le moteur de la demande énergétique (p.67) et contribuent à modeler la stratégie des corporations. L'IEA reconnaît toutefois qu'en même temps les corporations en font beaucoup pour influencer et générer la demande des consommateurs par leur travail de marketing et de publicité (p.174).

⁵⁵ De 20 à 50 % des trajets en voiture seraient transférés vers les autobus (p.86).

⁵⁶ En réalité, le troisième volet correspond mal à la définition établie des changements comportementaux. Cependant, à l'exception de l'amélioration de l'usage des fertilisants identifié dans ce volet, les mesures identifiées ne sont pas directement liées à l'efficacité énergétique et peuvent potentiellement limiter la rentabilité de certaines entreprises, par exemple l'augmentation du taux de recyclage du plastique, la réduction du poids des véhicules et l'augmentation de la durée de vie des bâtiments (p.70).

⁵⁷ Le plan prévoit une réduction de la propriété de voitures par un plus grand partage (p.86).

⁵⁸ L'année 2019 représente mieux la situation du trafic aérien que 2020 en raison des conséquences des confinements liées à la pandémie de Covid-19, qui ont fait chuter les vols de moitié entre 2019 et 2020.

Ensemble, ces trois volets de changements contribueraient à une réduction de 10 % des émissions cumulées et de 10 % de la demande électrique en 2050. Les volets 1 et 2, qui impliquent plus directement les citoyens, contribueraient plus précisément à une réduction de 4 % des émissions cumulées (p.17). Le rapport reconnaît par ailleurs que ces changements de comportements joueraient un rôle particulièrement important dans les régions les plus riches, qui ont généralement une consommation énergétique plus importante (p.69). Le rapport reconnaît de plus que ces changements provoqueraient des effets sur la vie quotidienne de tous, mais ne représenteraient pas un écart « radical » par rapport aux pratiques d'économie d'énergie déjà expérimentées dans certains pays (p.70). Il insiste également à l'effet que l'absence de ces changements comportementaux exigerait un déploiement plus grand et plus rapide des technologies « bas-carbone » pour atteindre la même cible de réduction d'émissions. Par exemple, sans ces changements comportementaux, la proportion de véhicules électriques dans le monde devrait être de 45 % en 2030 et non de 20 % comme recommandé par le plan NZE (p.89).

Il existerait ainsi un rapport de vases communicants entre les changements comportementaux et les technologies dans la modélisation de l'IEA : moins de changements comportementaux exigerait un surcroît de technologie. Cela étant dit, la relation inverse n'est pas thématifiée dans le rapport : plus de « changements comportementaux » que ne l'envisage le rapport exigeraient moins de déploiements de nouvelles technologies faibles en carbone. La mise à l'écart de cette possibilité traduit certainement des présupposés quant au faible degré de changements sociaux profonds envisagés, si ce n'est recommandés, et également quant à la nature technico-économique du défi énergétique à résoudre, par opposition à une perspective sociopolitique. Cela pourrait aussi être le reflet du biais technosolutionniste des IAM, utilisés par l'IEA (voir section 2.3.4 et 4.2.1).

La mobilisation du principe d'acceptabilité sociale dans la trajectoire NZE induit une représentation de la population comme une source de potentielle résistance à la transition énergétique. Cette perspective laisse de côté la formation historique des normes de consommation, entre autres par le travail d'effort de vente des corporations, ce qui tend à naturaliser les besoins de consommation énergétique. À l'inverse, les entreprises des carburants fossiles ne sont pas envisagées comme des sources potentielles de résistance, dans la mesure où le plan prévoit pour elles de nouvelles « opportunités ». En termes d'analyse sociale marxiste, il est possible de comprendre cette représentation comme le fruit d'un travail idéologique. Présentée comme le

garant de l'intérêt général, l'acceptabilité sociale semble permettre au rapport NZE d'éviter la remise en question du mode de production et des relations de pouvoir qui l'accompagnent, en insistant que ce scénario ne ferait que répondre aux besoins des consommateurs.

6.4.4 Une transition ordonnée et sécuritaire

Dans ce rapport comme dans d'autres de ses publications, l'IEA est évidemment surtout préoccupée par la question de la sécurité énergétique. Elle est définie dans ce texte comme la nécessité pour les gouvernements de « ensuring uninterrupted and reliable supplies of energy » (p.23) ou de « ensuring the security of fuel and electricity supplies at all times » (p.50). Le régime énergétique qu'il s'agit de préserver, afin de maintenir le roulement de l'économie, est ainsi entre autres défini par la disponibilité constante de l'énergie.

Cette intemporalité de l'apport énergétique ne concerne pas que la destination (en 2050), mais également le chemin à parcourir, selon l'idée d'une transition *ordonnée* (p.50). Elle a pour corolaire l'impératif d'éviter autant que possible la dévalorisation rapide des actifs (*stranded assets*) et la volonté d'éviter des bouleversements brutaux des prix (*avoid volatility*). L'envers de ces objectifs consiste dans les faits à tenter de minimiser les pertes importantes pour l'industrie fossile, notamment en favorisant le réemploi des infrastructures existantes de gaz et de pétrole pour le biométhane, les *drop-in biofuels*⁵⁹ (p.78) ou l'hydrogène (p.113), et en conservant en opération des centrales électriques fossiles (avec CCUS) (p.98).

Cela dit, le plan NZE implique des transformations importantes dans la signification contextuelle du concept de « sécurité énergétique ». Traditionnellement attaché à la nécessité d'assurer un approvisionnement suffisant et abordable en pétrole dans les pays capitalistes avancés, la sécurité énergétique revêtirait de nouvelles dimensions en raison de la transition énergétique : les carburants fossiles pourraient demeurer un enjeu de sécurité énergétique, mais leur poids serait relativisé par de nouvelles formes de dépendance à l'extraction minière et au système électrique. D'une part, à mesure que la production de pétrole et de gaz diminuerait, l'approvisionnement serait

⁵⁹ Les biocarburants *drop-in* sont définis comme des carburants liquides de sources biologiques qui sont fonctionnellement équivalents aux carburants à base de pétrole et qui sont complètement compatibles avec les infrastructures pétrolières existantes.

graduellement plus concentré dans les pays où se trouvent les coûts de production les plus bas, principalement aux bénéfices des pays de l'OPEC. Cela pourrait créer des vulnérabilités géopolitiques importantes. D'autre part, la sécurité énergétique se voit étendue à la question des minéraux critiques. Le cuivre, le cobalt, le manganèse et une diversité de terres rares deviennent d'une importance capitale pour les infrastructures d'électricité renouvelables, les infrastructures de transport et les batteries. Ces minéraux sont par ailleurs concentrés géographiquement, notamment en Chine pour ce qui est des terres rares. Enfin, l'électrification de tous les secteurs va faire de l'électricité un enjeu central de la sécurité énergétique. Le système électrique devra remplir la triple exigence d'être fiable (*reliable*), flexible et sûr (p.175). Le système électrique, susceptible de subir des menaces militaires et des cyberattaques, en devenant plus crucial à l'ensemble de l'économie à mesure qu'il croît dans le mix énergétique, rendrait les sociétés plus vulnérables.

Mais surtout, dans le contexte de croissance des éoliennes et panneaux solaires, le système électrique devrait quadrupler sa « flexibilité »⁶⁰, ce qui passerait par un « portfolio » de sources de flexibilité, incluant des batteries, de la puissance *dispatchable* (hydroélectricité, centrales thermiques à faibles émissions ou à l'hydrogène) de la numérisation du réseau et des mesures de réponse de la demande (*demand response*, pour déplacer la consommation énergétique aux moments de pic de production). L'extension géographique du réseau pourrait également être un moyen d'assurer un approvisionnement fiable et abordable. Les mesures de flexibilité et l'extension du réseau se présentent comme des *conséquences nécessaires* du maintien de l'intemporalité de l'alimentation énergétique, propriété constitutive du régime énergétique.

La condition *sine qua none* d'une transition sans bouleversements socio-économiques profonds réside ainsi dans la capacité des États à maintenir une certaine conception de la « sécurité énergétique ». Auparavant attachée au pétrole, elle est ici réinterprétée tout en maintenant l'exigence d'une énergie accessible en tout temps, en tout lieu à un prix « abordable » sur le marché. La mobilité et l'intemporalité de l'énergie paraissent des caractéristiques inextricables du régime

⁶⁰ La flexibilité électrique est quantifiée par la montée en puissance de la demande d'heure en heure, mais aussi les actions nécessaires pour maintenir la fréquence à court terme (p.176).

énergétique, qui ne peuvent être remises en question dans la transformation vers des sources renouvelables.

6.5 Conclusion

Émergeant dans le contexte de la crise du pétrole, le principal souci de l'IEA a toujours été celui de la « sécurité énergétique », soit de garantir un approvisionnement fiable et à bas coûts pour le développement économique de ses pays membres. En tant que communauté épistémique relative aux questions énergétiques, l'IEA propose une conception de la transition axée sur les changements techniques nécessaires au maintien de l'intégralité des rapports sociaux de production et de consommation.

Malgré son approche néoclassique, ces recommandations relatives à la transition tendent à s'éloigner du paradigme néolibéral, en soutenant le rôle catalytique ou entrepreneurial de l'État dans la stimulation de l'investissement privé dans certaines filières précises du secteur énergétique. Elle mise ainsi surtout sur des innovations technologiques encore inexistantes pour développer les moyens nécessaires à l'atteinte de la carboneutralité en 2050. En revanche, elle fait peu de places aux changements des habitudes sociales de consommation énergétique. À travers de ces multiples recommandations, l'IEA accorde une importance cruciale à la nécessité que l'énergie soit toujours disponible tout au long des transformations nécessaires, ce qui requiert d'éviter une sortie trop rapide des carburants fossiles. Il nous faut maintenant analyser en détail quelles sources et formes énergétiques sont les plus à même de permettre le maintien de la « sécurité énergétique » malgré l'abandon des carburants fossiles. Cela nous donnera une image plus précise des attentes quant à la valeur d'usage de l'énergie permettant d'assurer la stabilité socio-économique de l'économie capitaliste globale.

CHAPITRE 7

IEA : les dimensions matérielles de la transition capitaliste globale

Après avoir présenté brièvement la trajectoire historique de l'IEA, sa structure, ses champs d'activité, sa méthodologie et les principes normatifs qui guident ses recommandations, nous détaillons maintenant les dimensions matérielles du plan *Net Zero by 2050* (NZE). Ce document constitue une des principales références internationales pour l'élaboration des politiques de transition énergétique dans le monde, d'ailleurs souvent citée dans le 6^e Rapport d'évaluation du GIEC. Il vise à établir les principales étapes de transformations des secteurs et technologies nécessaires à l'atteinte de la carboneutralité pour le secteur énergétique en 2050. Dans ce chapitre, nous analysons en détail les quantités d'énergie et les contraintes liées à la valeur d'usage des énergies renouvelables et de l'électricité, dans le but d'élucider les attentes énergétiques particulières de l'économie capitaliste globalisée, à l'aune de notre hypothèse d'un régime énergétique propre au capitalisme.

7.1 Maintenir une production énergétique élevée

Dans le scénario NZE, l'IEA présuppose une série de transformations socio-économiques qui conditionnent le régime énergétique : en 2050, le PIB serait deux fois plus grand qu'en 2021 et la population mondiale serait de 9,7 milliards d'habitants. Malgré cette croissance économique (de 3 % par année) et démographique, l'apport énergétique global (*total energy supply*⁶¹) serait de 7 % inférieur à ce qu'elle est en 2020, après une chute ayant principalement lieu avant 2030 (p.56-57). En unité de consommation énergétique *finale*, cela se traduirait par une chute de la consommation énergétique de 16,5 % entre 2020 et 2050 (p.64 et p.196). Cette chute prévue contraste avec l'évaluation du scénario de réalisation des engagements climatiques annoncés par les États (*Announced Pledge Case*). Dans ce scénario, la consommation finale totale augmenterait de 20 % d'ici 2050 (p.44). Cette différence s'explique par le fait que l'IEA croit possible des améliorations

⁶¹ L'expression *primary energy* (*demand* ou *supply*) a été renommé conformément aux Recommandations internationales pour les statistiques de l'énergie établies par l'ONU. Voir : Organisation des Nations Unies. (2019). *Recommandations internationales pour les statistiques énergétiques (RISE)*. ONU. Récupéré le 9 janvier 2025 de <https://seea.un.org/sites/seea.un.org/files/documents/2020/Oct/ires-fr.pdf>

substantielles de l'intensité énergétique par rapport au PIB. Pour la période d'ici 2030, l'IEA calcule que l'intensité énergétique du PIB (unité d'énergie par point de PIB) devrait décliner de -4 % par année, soit à un rythme trois fois plus rapide que la moyenne des deux dernières décennies (p.14). Ce déclin de l'intensité énergétique ralentirait toutefois à -2,7 % après 2030, notamment en raison de la consommation énergétique importante associée à la production des biocarburants « avancés », de l'hydrogène, des carburants synthétiques (p.57) et des technologies de CCUS (p.66). Cela supposerait notamment des gains d'efficacité énergétique considérables, beaucoup plus rapides que la croissance du PIB, puisque celui-ci exerce une pression à la hausse sur la consommation énergétique. Selon l'IEA, les sources de gains d'efficacité énergétique se situeraient dans la rénovation écoénergétique des bâtiments, des modes de chauffage et de climatisation plus efficaces (thermopompes), des normes d'économies de carburants, l'électrification dans les transports⁶² et diverses technologies pour améliorer les processus industriels. Le plan NZE prévoit ainsi que l'économie mondiale serait capable de diminuer sa consommation d'énergie pour chaque nouvelle unité de valeur monétaire produite : il mise sur un découplage (énergie/PIB) *absolu à l'échelle mondiale*. Rappelons que la littérature scientifique indique que, historiquement, un découplage relatif a parfois été observé, mais lorsqu'absolu, seulement de manière temporaire et dans un espace restreint (Haberl *et al.*, 2020), tandis que, pour l'avenir, les effets rebonds structurels de l'économie capitaliste et certaines contraintes biophysiques laissent entrevoir que ce découplage paraît également peu réaliste (Parrique, T. *et al.*, 2019).

En outre, cela demeure un scénario de maintien de la consommation d'énergie à niveau très élevé. À partir de 2030, la production (*supply*) énergétique totale resterait stable au niveau de 2010, qui était très élevée dans l'histoire des dernières décennies (voir figure 7.2). À titre illustratif, à partir de 1965, soit à un niveau déjà relativement élevé, car situé après le boom économique d'après-guerre, la consommation d'énergie primaire *per capita* dans le monde a crû de 56 % jusqu'en 2010 (U.S. Energy Information Administration et Energy Institute, 2023). À titre de comparaison, le scénario *Low-Demand* considéré par le GIEC, qui repose sur davantage de mesures sociales de

⁶² Dans la version de 2023, l'IEA rappelle que les moteurs électriques sont de 2 à 4 fois plus efficaces que les moteurs à combustion interne, les thermopompes de 2 à 5 fois plus efficaces que les chaudières aux carburants fossiles et les cuisinières à induction près de 2 fois plus efficace que les cuisinières au gaz IEA. (2023b). *Net Zero by 2050 : A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach*. Récupéré le 10 octobre 2023 de https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf

réduction à la source de la demande énergétique, envisage une consommation énergétique finale de 245 EJ (Grubler *et al.*, 2018), soit 28 % de moins que le scénario NZE.

Par ailleurs, comme le reconnaît l'IEA, son plan suppose des pressions à la hausse dans la consommation énergétique, considérant que la production de différents carburants (biocarburants, hydrogène et carburants synthétiques) et les dispositifs de CCUS, jugés essentiels à la transition énergétique selon l'IEA nécessitent des quantités significatives d'énergie. Incidemment, cela se traduit paradoxalement par une chute du taux de retour énergétique. En effet, le ratio entre l'approvisionnement total en énergie et la consommation d'énergie finale passerait (*total energy supply/total final energy*) de 70 % en 2020 à 63 % en 2050 (calculs de l'auteur à partir des données p.195-196). Bien que cette mesure doive être interprétée avec précaution (IPCC WGIII, 2022, p. 680), cette projection contraste avec force avec les prévisions d'une amélioration globale de l'efficacité énergétique liée aux remplacements des convertisseurs thermiques dans la production d'électricité et le transport routier (Breyer *et al.*, 2022).

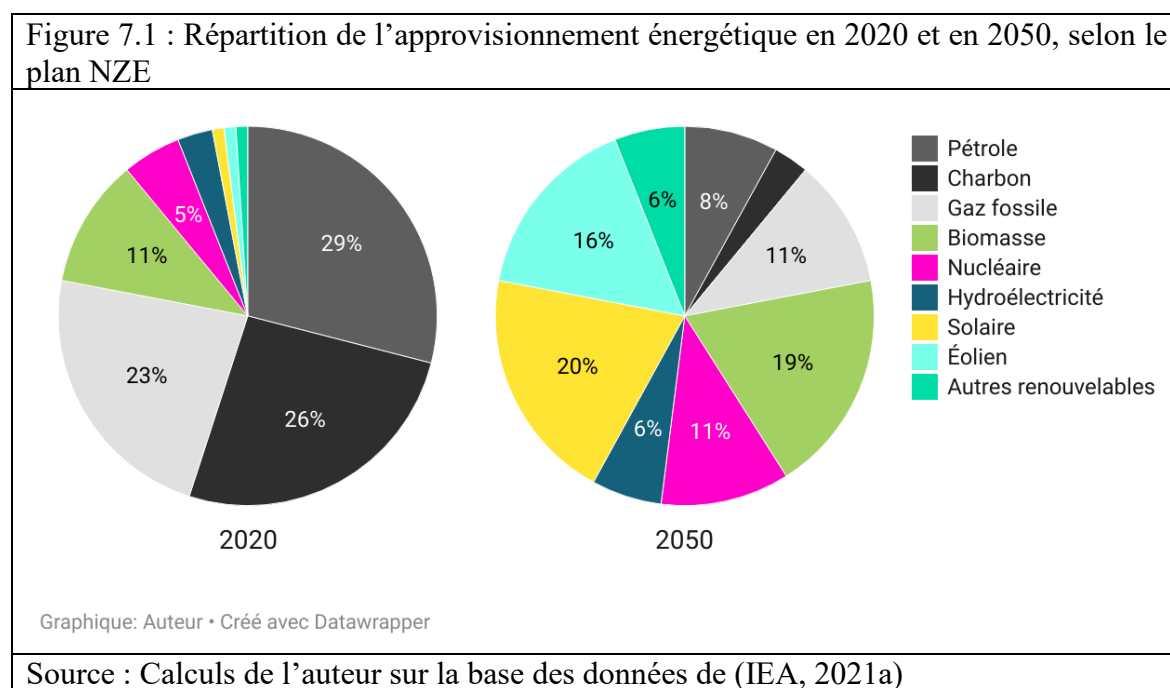
En réalité, il est possible d'interpréter cette trajectoire comme la planification paradoxale d'un vaste effet rebond. Tandis que les effets rebonds sont structurels dans l'histoire du capitalisme, surtout en matière énergétique (Parrique, T. *et al.*, 2019; Pellegris, 2022), ils ne sont pas intentionnels, mais les conséquences nécessaires des pressions à l'accumulation capitaliste. Ici, l'IEA prévoit que les gains d'efficacité majeurs réalisés dans une diversité de convertisseurs et d'usage finaux de l'énergie seraient largement annulés et même dépassés par le recours énergivore aux carburants non fossiles et aux dispositifs de CCUS. Nous serions ainsi face à un effet rebond indirect anticipé. Celui-ci n'est pas nommé de cette façon par l'IEA, mais cette trajectoire est assumée comme nécessaire. Dans les paramètres de la modélisation de l'IEA, l'hydrogène, ses dérivés, les biocarburants et les CCUS sont absolument nécessaires - contribuant ensemble à une réduction de 23 % des émissions cumulées d'ici 2050⁶³, tandis qu'elles vont en même temps créer une plus grande pression sur la consommation énergétique (sans compter les autres conséquences écologiques). Cette tension immanente pourrait bien, dans les faits, s'avérer une véritable contradiction non intentionnelle du plan NZE, si ces technologies « nécessaires », en provoquant

⁶³ Calculs de l'auteur à partir des données de la figure 2.4 (p.56).

une pression à la hausse de la demande énergétique, rendent plus difficile la décarbonation du système énergétique dans son ensemble.

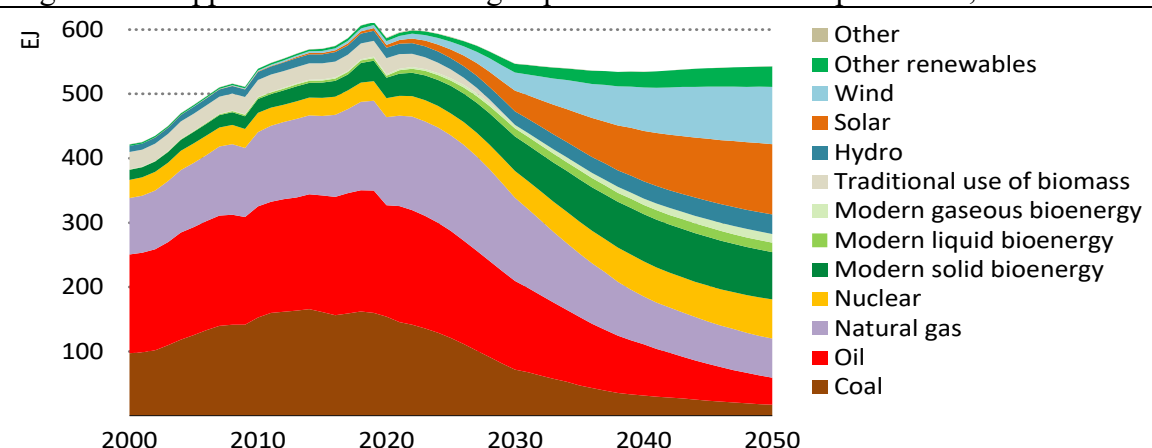
7.2 Transformation du mix énergétique : diversification sans substitution complète

Dans la réparation des sources énergétiques, la trajectoire NZE se caractérise par une diversification des sources et non par une véritable et complète substitution de certaines par d'autres. La croissance des énergies renouvelables – solaire, vent et différentes bioénergies – s'accompagnerait en effet d'un maintien important des carburants fossiles. Cette addition des sources énergétiques serait cependant différente de celles observées historiquement au cours du XX^e siècle, en raison d'une stagnation de la consommation énergétique globale et d'une substitution partielle des énergies fossiles par des énergies renouvelables.



Du point de vue du mix énergétique (voir figure 7.1), l'approvisionnement énergétique total reposerait au 2/3 sur des énergies renouvelables (vent, solaire, bioénergie, géothermie, hydroélectricité). L'énergie solaire dominerait le mix énergétique (20 %) avec les diverses formes de bioénergie (biomasse solide, liquide et gazeuse) (19 %), suivrait l'énergie éolienne (16 %), le nucléaire (11 %) et le gaz fossile (11 %).

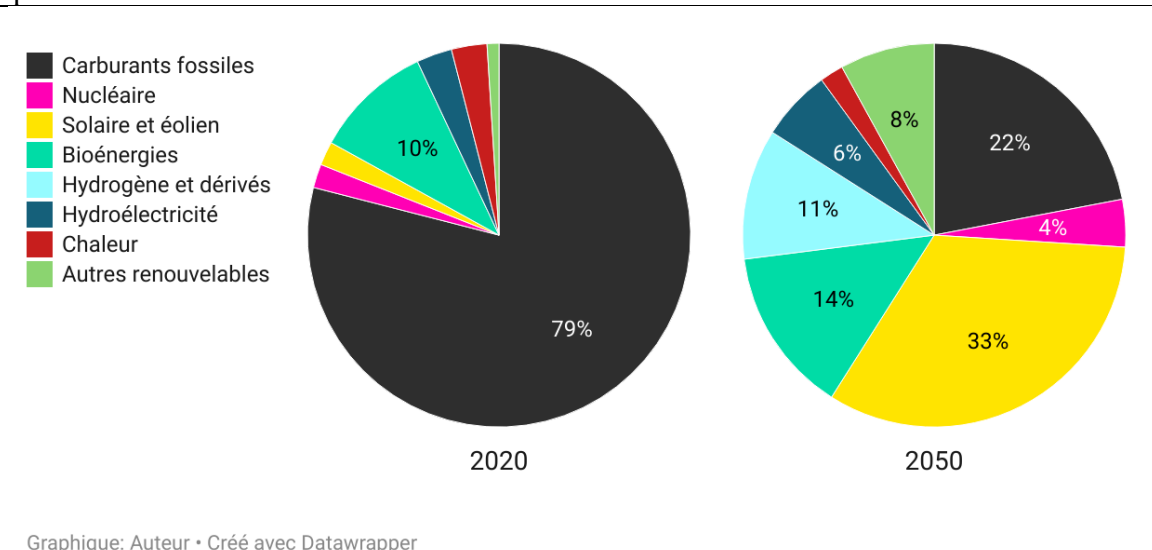
Figure 7.2 : Approvisionnement énergétique totale dans le NZE par source, 2000-2050



Source : (IEA, 2021a, p. 57)

Dans ce contexte, c'est l'électricité qui constituerait le principal vecteur énergétique, passant de 20 à 50 % du total de la consommation finale (voir figure 7.3). L'électricité jouerait un rôle clé dans tous les secteurs et serait essentielle à la production d'hydrogène. La place prédominante de l'électricité impliquerait que sa consommation finale soit multipliée par plus que deux, ce qui impliquerait une croissance équivalente à la consommation du marché électrique de l'Inde chaque année (p.60).

Figure 7.3 : Consommation énergétique finale par source, en 2020 et en 2050, selon le plan NZE



Graphique: Auteur • Créé avec Datawrapper

Source : Calculs de l'auteur sur la base de (IEA, 2021a, p. 61)

Les carburants (*fuels*) de toutes formes demeurerait ainsi un vecteur énergétique considérable. De sources fossiles ou « renouvelables », ils constitueraient encore 44 % de la consommation énergétique finale⁶⁴. Les carburants non fossiles (biocarburants, ammoniac, pétrole synthétique, biométhane, hydrogène, méthane synthétique et biomasse) représenteraient 22 % de la consommation finale totale, principalement sous forme d'hydrogène (6 %) et de biomasse solide (7 %). L'ensemble des carburants à base d'hydrogène (incluant l'ammoniac et les carburants synthétiques) fournirait 13 % de la demande finale en énergie en 2050 (p.108). Pour certains secteurs et activités (procédés industriels, bateaux, avions), une grande partie des carburants fossiles seraient remplacés non pas par de l'électricité, mais par des carburants à « faibles émissions » ou biosourcés. La production de ces carburants liquides et gazeux (excluant la biomasse solide) croîtrait à une vitesse importante, multipliée par plus de 13 (de 5,5 EJ en 2020 à 75 EJ en 2050), la plus grande proportion sous forme gazeuse (p.59). Quant à la biomasse, son usage « traditionnel » serait remplacé par des formes « modernes » de biomasse solide et sa consommation serait plus que doublée (de 32 EJ en 2020 à 75 EJ en 2050).

La place des carburants fossiles serait ainsi grandement diminuée,⁶⁵ mais il ne disparaîtrait pas complètement du paysage. Ils fourniraient ensemble encore 22 % de l'approvisionnement total en énergie en 2050, sous forme de gaz fossile surtout (11 %) et de pétrole (8 %), avec une part marginale pour le charbon (3 %)⁶⁶. Dans ces usages énergétiques, les énergies fossiles seraient utilisées avec des technologies de CCUS et dans des secteurs où les technologies à faibles émissions sont rares (p.18). La persistance des énergies fossiles en 2050 est justifiée d'abord par des considérations de préservation des actifs (*stranded assets*), en particulier pour ce qui est des centrales thermiques. Plus de 30% des carburants fossiles en 2050 seraient également encore nécessaires pour leurs usages en tant que matière première pour la chimie, dans les lubrifiants, la

⁶⁴ Dans le rapport NZE, ces carburants sont méthodologiquement rassemblés dans des catégories homogènes (*liquids fuels, gaseous fuels, solid fuels*).

⁶⁵ La chute de la demande en charbon, pétrole et gaz serait respectivement de 90 %, 75 % et 55 % (p.47).

⁶⁶ En termes de consommation finale, les carburants fossiles sensiblement la même proportion (21 %), mais c'est le pétrole qui serait premier (12 %), devant le gaz fossile (6 %), puisqu'une bonne partie de ce dernier serait utilisé pour la production électrique.

paraffine, l'asphalte et le plastique. De plus, le pétrole demeurerait difficilement remplaçable, notamment pour une grande partie de la demande provenant de l'aviation (p.58-59).

En termes d'investissements, ces transformations se traduisent par des sommes récurrentes et croissantes tout au long des trois décennies. En 2050, environ 60 % des investissements annuels consacrés à la transition seraient dirigés vers le système électrique et l'électrification des usages, devant les mesures d'efficacité énergétique (14 %) et l'hydrogène (11 %) (p.81).

À l'aune de ces caractéristiques générales, quel portrait se dessine du régime énergétique envisagé par l'IEA en 2050 ? Cinq traits principaux paraissent significatifs : 1) ce régime énergétique préserverait une consommation énergétique historiquement élevée, conséquence structurelle de la contrainte à l'accumulation capitaliste ; 2) il reposerait principalement sur des énergies renouvelables (vent, solaire, biomasse), qui serviraient à décarboner le système électrique ; 3) malgré l'électrification croissante, les carburants demeuraient un vecteur énergétique majeur ; 4) l'hydrogène et ses dérivés deviendraient rapidement une nouvelle pièce centrale du régime pour les transports, le stockage et la production électrique et certaines industries lourdes (chimie, fer, acier) ; 5) la substitution des énergies fossiles serait partielle, considérant leur maintien entre autres pour l'aviation et certaines centrales électriques – ainsi ce ne serait pas un régime 100 % « renouvelable » ; 6) afin de garantir l'atteinte de la carboneutralité de sources d'énergie et de secteurs continuant d'émettre des émissions, les technologies de capture du carbone seraient une composante indispensable.

Il nous faut maintenant analyser plus en détail les composantes de ce régime énergétique, afin d'en comprendre les articulations et à quels impératifs ils obéissent. Pour chaque source et vecteur énergétique, nous résumons les principales transformations recommandées et nous rendrons compte des raisons évoquées par l'IEA pour justifier ces choix et arbitrages. Cette analyse plus approfondie nous permet saisir les attentes sous-jacentes au régime énergétique défendu par l'IEA à travers la compréhension des limites des sources et formes énergétiques.

7.3 L'électrification et ses sources

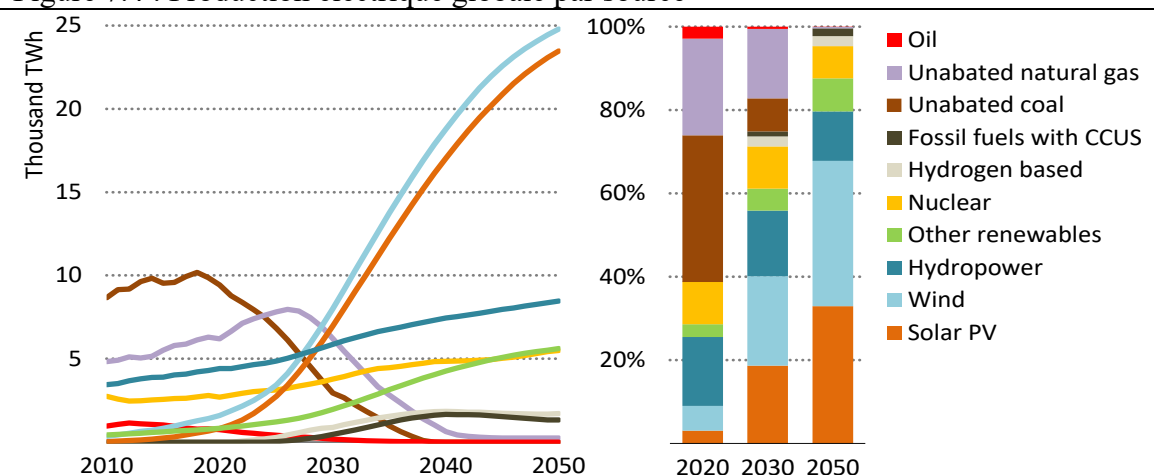
L'électrification figure parmi les principales transformations recommandées par le rapport NZE. L'électricité deviendrait le principal vecteur énergétique dans tous les domaines, accaparant une

unité d'énergie sur deux en 2050. En tant que vecteur énergétique, l'électricité fournirait 45 % des besoins industriels, 45 % des besoins de transport et 66 % des besoins des bâtiments (p.60-61). Cette électrification permettrait de contribuer à près de 20 % du total des réductions d'émissions nécessaires d'ici 2050.

En 2050, 88 % de l'électricité serait de sources renouvelables. Ceci impliquerait une multiplication par huit des capacités d'électricité renouvelable entre 2020 et 2050. Le vent dominerait avec 35 % de la production, suivi du solaire (33 %) et de l'hydroélectricité (12 %). Considérant la réduction significative de leurs coûts de production dans la dernière décennie, les panneaux solaires et les éoliennes sont décrits comme les sources les moins chères d'électricité et pouvant faire l'objet d'une croissance rapide. Les éoliennes *off-shore* pourraient également voir leur croissance s'accélérer, avec un potentiel démultiplié grâce aux promesses de la technologie des éoliennes flottantes (p.116).

Les capacités nucléaires seraient parallèlement multipliées par deux (plus rapidement dans les pays émergents), mais passeraient de 10 % en 2020 à 8 % du mix électrique en 2050 (p.115). Ainsi, l'IEA recommande pour les « économies avancées » d'étendre la durée de vie de leurs centrales nucléaires, puisque cela constituerait une des options les moins coûteuses de production d'électricité à faibles émissions de carbone (p.115). Selon la modélisation de l'IEA, de faibles investissements dans le nucléaire et les technologies de CCUS exigeraient une croissance encore plus rapide du solaire, de l'éolien et des capacités de stockage, ce qui impliquerait des coûts supplémentaires (p.120-121).

Figure 7.4 : Production électrique globale par source



Source : (IEA, 2021a, p. 115)

Un des plus grands défis de la sortie des carburants fossiles est la décarbonation de la production électrique. En 2020, les centrales thermiques alimentées au charbon, au gaz et au pétrole occupent 61% de la production d'électricité dans le monde. Ainsi, un des plus ambitieux objectifs de l'IEA, est la réduction de la production d'électricité de source fossile de 16 000 TWh à presque 259 TWh. Quant aux centrales maintenues, l'IEA recommande de les équiper de dispositifs de CCUS. L'électricité produite avec capture du carbone serait multipliée par 365 comparativement à 2020 et atteindrait 1332 TWh. Plusieurs centrales thermiques actuelles et d'autres nouvelles devraient toutefois être alimentées aux biocarburants plutôt qu'aux carburants fossiles. L'usage des biocarburants pour la production électrique serait dans ce processus multiplié par 5 pour atteindre 5 % du mix électrique en 2050 (p.114). Enfin, une nouvelle filière à la croissance très rapide serait mise en place : des centrales thermiques fonctionnant partiellement ou complètement à l'hydrogène. Absentes du paysage électrique en 2020, ces centrales fourniraient 1713 TWh à l'échelle mondiale en 2050 (2 %), mais représenteraient 6 % des capacités électriques mondiales (p.198), soit trois fois plus que les centrales nucléaires en termes de capacités installées. En raison des coûts importants de l'hydrogène, l'usage de ces centrales serait consacré à la stabilité et à la flexibilité du système électrique, notamment pour les périodes de faible production d'électricité renouvelable, plutôt qu'à la production en gros (*bulk power*) destiné à assurer la production électrique de base (p.116).

Bien que l'électrification soit centrale à la transition énergétique telle que conçue par l'IEA, celle-ci frappe plusieurs limites. Le degré d'électrification dans les usages finaux s'explique certes partiellement par des enjeux de coûts de production, mais surtout par des contraintes relativement fermes liées à sa valeur d'usage. Les carburants fossiles et non fossiles, en particulier l'hydrogène, ses dérivés et les biocarburants sont dès lors présentés comme les compléments indispensables à l'électricité. Ils possèdent trois qualités inextricables inaccessibles à l'électricité : de la puissance, de la densité et une plus grande capacité de stockage.

7.3.1 Limite de l'électrification 1 : puissance pour les hautes températures

Dans le secteur industriel, l'électricité deviendrait le vecteur énergétique dominant, en voyant sa part passer de 22 % à 40 % de l'énergie consommée par ce secteur. Cette croissance ne peut nous faire oublier que c'est le secteur où l'électrification serait la plus limitée, précisément pour des contraintes techniques liées à la capacité de produire suffisamment de puissance. Avec les technologies actuelles, l'électricité peut combler les besoins de production industrielle nécessitant des températures basses ou moyennes, mais difficilement ceux au-dessus de 400° C. Cette limite technique, qui peut se comprendre comme une limite de puissance, réduirait la portée de l'électrification dans certaines industries lourdes (chimie, ciment, acier) (p.123)⁶⁷. C'est pourquoi l'hydrogène, les biocarburants et les technologies de CCUS revêtiraient une importance stratégique pour le maintien de ces industries : la combustion de ce type de carburants « verts » dégage la puissance nécessaire à l'atteinte rapide de hautes températures nécessaires pour ces industries difficiles à décarboner (*hard-to-abate*).

En 2050, les carburants fossiles resteraient centraux à l'approvisionnement énergétique de l'industrie lourde (59 %) et second après l'électricité dans l'ensemble des industries (30 %), rendant indispensables les technologies de CCUS. Les biocarburants seraient quant à eux plus importants dans l'ensemble des industries (15 %) que d'en l'industrie lourde (7 %). Le rôle de l'hydrogène, pour l'instant absent de la plupart des procédés, croîtrait rapidement pour atteindre

⁶⁷ Entre la version 2021 et 2023 du plan NZE, l'IEA a noté des progrès notables dans les usages de l'électricité pour certains procédés et la haute chaleur, et ainsi révisé ses projections à la hausse IEA. (2023b). *Net Zero by 2050 : A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach*. Récupéré le 10 octobre 2023 de https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf.

11 % des besoins énergétiques finaux de l'ensemble du secteur industriel et 9 % de ceux de l'industrie lourde (p.125).

La proportion élevée accordée aux carburants fossiles pour le fonctionnement du secteur industriel d'ici 2050 a de quoi à faire sourciller. La raison principale invoquée est que les carburants à base d'hydrogène ou de biomasse nécessitent des coûts très élevés. Mais le potentiel d'électrification directe paraît également sous-estimé. Dans la littérature scientifique, certains chercheurs estiment le potentiel d'électrification directe de la production industrielle (européenne) de 78 % avec des technologies déjà existantes et de 99 % grâce à des technologies encore à développer (Madeddu *et al.*, 2020), soit bien au-dessus du 40 % d'électrification considéré par l'IEA. Ainsi, ces choix énergétiques semblent surtout déterminés par des considérations de rentabilité et non de valeur d'usage. La décarbonation complète des procédés industriels coûterait trop cher et ne pourrait se faire à brève échéance sans limiter la rentabilisation des investissements en capital fixe. L'IEA soutient que la forte compétition internationale dans l'industrie lourde exerce une forte pression sur les prix, se traduisant par de faibles marges de profits, ce qui rendrait difficile l'absorption de coûts de production supplémentaire liés à l'usage de carburants non fossiles. D'autre part, la durée de vie des actifs de l'industrie lourde est relativement longue. Par exemple, les fours à ciment et les hauts fourneaux d'acier peuvent avoir une durée de vie maximale d'environ 40 ans. Ce cycle de rentabilisation de l'investissement en capital fixe limite le déploiement des technologies à faibles émissions (p.124). Ainsi, bien que la valeur d'usage de l'hydrogène et des biocarburants pourrait théoriquement combler les attentes énergétiques du secteur industriel (sans compter l'électrification directe négligée par l'IEA), leur pénétration dans la consommation énergétique du secteur serait limitée en raison des pressions à la profitabilité. Cela signifie donc que les limites quant à la pénétration des usages de l'hydrogène et des biocarburants ne relèveraient pas de leur valeur d'usage mais de leur valeur d'échange (et éventuellement de leur disponibilité quantitative). Quant aux usages non énergétiques des carburants fossiles, soit en tant que matières premières, certains procédés, comme ceux du ciment et de l'acier ne disposeraient pas d'alternatives à moyen terme, ni dans l'électricité, ni dans les biocarburants ou l'hydrogène.

Ainsi, selon l'IEA, l'électricité serait techniquement limitée dans sa valeur d'usage pour les hautes températures, en raison de son incapacité à fournir de la puissance, ce qui semble douteux au regard de la littérature scientifique (Madeddu *et al.*, 2020). Seuls l'hydrogène et les biocarburants seraient

susceptibles de remplir les attentes de puissance énergétique des industries aussi bien que les carburants fossiles. Comblar les « besoins » des industries – naturalisés par la représentation idéologique du « mode de vie moderne » – supposerait ainsi de maintenir au sein du régime énergétique des vecteurs énergétiques dégageant de la puissance. Ces marchandises énergétiques dégageant de la puissance seraient si indispensables que leurs coûts écologiques et énergétiques paraissent accessoires. Cette attente de puissance est initialement liée à des procédés dans les industries lourdes, mais aussi indirectement liées à des manières de produire liés à des industries de transformation secondaire et à des manières de consommer. Remettre en question les volumes de production de la chimie, de l'acier et du ciment, ou repenser complètement les procédés de production pour accueillir d'avantage d'électricité, reviendrait à bouleverser radicalement les fondations matérielles des sociétés capitalistes, tout en remettant en question des capitaux fixes, des modèles d'affaires et des sources de profitabilité. L'hydrogène, les biocarburants, mais surtout les dispositifs de CCUS permettent au plan NZE d'éviter ces questions radicales.

7.3.2 Limite de l'électrification 2 : densité pour le transport

La deuxième limite importante quant à l'usage de l'électricité concerne sa capacité à être utilisé dans des engins mobiles. La mobilité de l'énergie est fonction de sa densité (en volume et/ou en poids). La faible densité de l'électricité ne pourrait être comblée que par des substituts apparentés aux carburants fossiles, dont la densité de puissance est très élevée. Cette densité est surtout importante pour les véhicules qui exigent beaucoup de puissance, susceptible d'épuiser rapidement une batterie à faible densité.

Dans le plan de l'IEA, l'électrification des transports joue certes un rôle central. Alors que le pétrole domine le secteur aujourd'hui (90 % des besoins énergétiques en 2020), au terme de la transition recommandée, l'approvisionnement serait assuré en premier lieu par l'électricité (45 %). L'électricité pourrait rapidement éliminer l'usage du pétrole pour les véhicules légers (deux roues, trois roues et voitures), permettant l'interdiction de la vente de véhicule à essence en 2035. Dans les chemins de fer, appelés à croître en raison de leur plus grande efficacité énergétique, l'électricité

comblerait 90 % des besoins du rail et contribuerait à faire radicalement chuter l'usage du pétrole (de 55 % à 0) (p.137)⁶⁸.

En revanche, l'électrification serait d'autant plus lente et difficile que les véhicules sont lourds et exigent de la puissance. Ainsi, dans l'ensemble des besoins énergétiques du secteur, les carburants à base d'hydrogène (28 %) et les biocarburants (16 %) seraient appelés à la rescousse, pour alimenter les camions, avions et bateaux (p.133). La principale limite de l'électricité est formulée par l'IEA en termes de « densité énergétique » (*power density*) (des batteries).

À ce titre, l'électricité ne serait ainsi presque d'aucun secours pour le transport aérien en raison des exigences de haute densité énergétique requise pour les moteurs d'avion (p.136). En 2050, les besoins énergétiques des avions seraient principalement comblés par du *biojet kerosene* (un biocarburant, 45 %), les carburants synthétiques à base d'hydrogène (30 %), tandis que le kérosène standard à base de pétrole conserverait une place significative (20 % de la consommation) (p.136).

Quant à la contribution de l'électricité au transport maritime, encore une fois, en raison de la faible densité énergétique des batteries, son rôle serait limité à des trajets d'un maximum de 200 km, et ce, même avec la commercialisation des batteries dites *solid state*, qui permettrait d'accroître la densité des batteries standards de 85 % (p.137). À moyen terme, les « besoins » énergétiques du transport maritime de longue distance seraient comblés par des biocarburants, de l'hydrogène et de l'ammoniaque. L'ammoniaque en particulier, comme dérivé de l'hydrogène, semble être la voie technologique la plus prometteuse, notamment en raison de sa très haute densité énergétique (p.136).

Cette insistance sur la densité de puissance nous paraît révéler à quel point elle constitue une exigence du régime énergétique. Disposer de cette puissance énergétique, dans un poids et un espace réduit, est la condition de maintien des moyens de transport qui peuvent à la fois porter des masses importantes de marchandises et les faire voyager sur des distances intercontinentales. Du point de vue du cycle d'accumulation du capital, préserver les usages des camions, bateaux et

⁶⁸ 5 % des besoins énergétiques du rail seraient comblés par l'hydrogène, pour certaines lignes à faible « débit » (*low throughput*) (p.137).

avons constitue une condition structurelle de la mondialisation. Ils contribuent autant à la réalisation de la valeur – grâce à l’accélération du rythme de vente des marchandises – qu’au maintien d’un espace mondial de circulation du capital fixe – en facilitant la délocalisation des investissements dans des circuits productifs allongés. Sans ces moyens de transport, élaborés sur la base des carburants fossiles, la spatiotemporalité du capitalisme avancé se retrouverait radicalement bouleversée.

7.3.3 Limite de l’électrification 3 : l’insécurité des flux électriques, la sécurité des stocks de carburants

La dernière limite de l’électricité concerne sa dimension de flux. Une relation de dépendance au flux électrique crée un lieu de vulnérabilité aux pannes et éventuellement un enjeu de sécurité d’approvisionnement. L’IEA soulève cet enjeu lors de sa considération d’un scénario d’électrification complète du transport routier. Cela l’amène à considérer qu’un usage important de l’hydrogène serait nécessaire. Sa capacité à être stocké permettrait d’éviter cette dépendance au flux électrique, en plus de rendre plus stable la production du flux lui-même.

Techniquement, l’IEA reconnaît explicitement comme tout à fait possible l’électrification totale des transports routiers. Cela dit, l’électrification du transport routier exigerait une amélioration plus rapide de la densité des batteries (au minimum 400 Wh par kg, soit près du double de la densité actuelle) et des investissements importants pour ajouter des bornes de recharge et des méga-usines de batteries. La consommation électrique dédiée aux transports routiers serait quant à elle similaire dans un scénario tout-électrique et que celle projetée dans le scénario choisi par l’IEA, qui repose sur un apport en hydrogène⁶⁹. Cependant, la norme de sécurité énergétique fait pencher l’IEA en faveur de l’hydrogène (et des biocarburants) pour le transport routier. Cette norme est ici entendue selon deux perspectives : la sécurité du système électrique (contre les pannes) et la sécurité de l’approvisionnement de la flotte de camions. Les poids lourds peuvent difficilement être alimentés par des batteries en raison des limites du stockage électrique : la faible densité énergétique rendrait leur poids considérable, la quantité d’énergie limitée contenue dans les batteries rendrait plus difficile et fréquente la recharge, tout en limitant l’autonomie. C’est pourquoi l’IEA croit que les

⁶⁹ Les inconvénients des batteries et infrastructures électriques du scénario tout-électrique seraient en quelque sorte contrebalancés par la production énergivore de l’hydrogène du scénario privilégié par l’IEA.

piles à combustible à hydrogène pourraient jouer un rôle clé pour ces véhicules, surtout à partir des années 2030. Mais économiquement, cette possibilité est évacuée pour des raisons de coûts supplémentaires de l'hydrogène et de sécurité énergétique. C'est pourquoi l'IEA remarque que pour le moment, la seule alternative « commercialement viable » au diesel pour les transports lourds serait les biocarburants (p.134).

Le système électrique bénéficierait d'une plus grande sécurité pour deux raisons concomitantes : il serait déchargé d'une part des besoins du transport routier, grâce à la production *flexible* d'hydrogène (effectuée dans les régions et au moment où surviennent des surplus d'électricité renouvelable ou provenant de capacités renouvelables dédiées) et il éviterait du même coup de subir de nouvelles pointes de demande électrique, lors de la recharge des poids lourds. Du point de vue des camions, ces pointes électriques pourraient les rendre vulnérables à des pannes de courant. Ainsi, la diversification des carburants, grâce à une portion significative d'hydrogène et de biocarburants, serait, de l'avis de l'IEA, plus bénéfique « in terms of resilience and energy security » (p.140).

Nous comprenons par-là que le flux électrique représente un risque pour la sécurité énergétique. Du point de vue de l'IEA, cette sécurité serait mieux assurée en ayant à disposition des ressources qui ne dépendent pas directement du flux, c'est-à-dire des stocks d'hydrogène et de biocarburants. Derrière ce terme idéologique se trame une attente bien réelle de maintien temporel, sans interruption, des mouvements des marchandises par camion et de maintien du flux électrique. Dans l'état actuel du capitalisme avancé, ces camions et cette électricité sont essentiels à la continuité temporelle des opérations de production, de circulation et de consommation des marchandises. Disposer de stocks ou éviter une surcharge du réseau électrique revient, pour une entreprise particulière, mais aussi pour le capital dans son ensemble, à disposer de ressources matérielles contre l'interruption de ses flux monétaires. Cette exigence de prévisibilité, aux conséquences sur les choix énergétiques, peut s'expliquer par le processus de valorisation du capital, dont le noyau est fait de temps abstrait. Tandis que l'accélération est une condition indispensable de la réalisation de la survaleur, l'interruption temporelle du procès de valorisation représente une menace existentielle pour la reproduction du capital et éventuellement une limite à l'expansion de la survaleur relative. Les stocks énergétiques confèreraient ainsi sécurité au flux du capital.

7.3.4 L'inflexibilité temporelle du solaire et de l'éolien

La dimension temporelle des flux électriques produits par le soleil et le vent est également ce qui constitue la principale limite à l'usage des panneaux solaires et des éoliennes. Tout en étant considérées comme les sources les plus efficaces et les moins chères pour assurer la décarbonation de l'économie mondiale, la production des énergies solaire et éolienne ont le défaut de fluctuer en fonction du vent et de l'ensoleillement. Dans les termes de l'IEA, cette contrainte est exprimée comme une absence de « flexibilité » : il n'est pas possible d'en produire plus à volonté, dans des moments de forte demande – elles ne sont pas *dispatchable*, et il n'est pas possible d'en ralentir la production, dans des moments d'excès d'offre. Cette absence de flexibilité est considérée comme un risque pour la « sécurité énergétique » du système électrique.

Pour affronter ces limites, une série de mesures seraient nécessaires pour flexibiliser davantage les autres composantes du système électrique. Cela inclurait, pour les variations de court terme (heure ou jour), de déployer des batteries (9 % des capacités électriques mondiales, p.198) et des mesures de réponse de la demande (*demand response*), et pour les variations à plus long terme (semaines ou mois), des capacités électriques *dispatchables*.

Ces capacités électriques plus dociles seraient nécessaires pour dépasser la limite temporelle du solaire et du vent et assurer un courant continu, sans contrainte temporelle, en raison des limites des capacités de stockage de l'électricité. Certaines de ces capacités pourraient être de sources renouvelables, comme la puissance hydraulique, la géothermie et les centrales de *concentrated solar power* (p.116), mais des centrales thermiques seraient également indispensables. Ces centrales seraient alimentées à l'hydrogène, aux carburants fossiles et à la biomasse avec des dispositifs de CCUS. Les centrales thermiques possèdent la « flexibilité » (p.98) que n'ont pas le vent et le solaire. Reposant sur des capacités stockables, elles sont plus facilement contrôlables.

Malgré ces mesures compensatoires pour affronter les limites du stockage d'électricité et des fluctuations du vent et du soleil, la part grandissante d'électricité renouvelable dans le mix électrique provoquerait des contradictions dans le marché. En effet, l'IEA note que le coût marginal de l'électricité tendrait vers zéro ou serait même négatif à certains moments d'excès d'offre, provoqués par les fluctuations incontrôlables des conditions météorologiques. Ainsi, des

changements à la conception des règles du marché de l'électricité seraient nécessaires pour éviter des surplus de l'offre. Sans ces changements, l'électricité pourrait être gratuite 30 % du temps (dans les plus grands marchés) et 7 % de l'électricité renouvelable pourrait devoir être endiguée (*curtailed*) dans des moments d'excès. Ces dynamiques de marché risquent grandement de faire fuir les investisseurs et pourraient ralentir la croissance nécessaire du secteur. Une réforme des marchés d'électricité serait donc nécessaire pour donner des « signaux à l'investissement », incluant des mécanismes pour favoriser l'investissement dans des sources de flexibilité (batteries et centrales *dispatchables*), dont la rentabilité pourrait être grandement affectée par la prédominance des sources éoliennes et solaires et leurs faibles coûts d'opération (p.164).

Ici encore, l'imprévisibilité des flux représente une série de risques. Cela représente un risque matériel pour l'intégrité du système électrique et incidemment un risque matériel et financier pour les entreprises consommatrices qui dépendent fortement du courant électrique. Cela représente aussi un risque pour la profitabilité des producteurs électriques, puisque ce caractère non-acheminable de l'électricité renouvelable fait déjà qu'elle ne peut être vendue au moment où le marché offre le meilleur prix (Christophers, 2024, p. 159). Des capacités d'appoint permettraient de stabiliser le réseau électrique d'un point de vue matériel, grâce à des leviers de contrôle. L'intemporalité du flux électrique pourrait ainsi être préservée. Si l'IEA semble confiante dans la capacité d'éviter les pannes de courant provenant d'un excès de la demande, elle reconnaît qu'il n'est matériellement pas possible de contrôler des situations d'excès d'offre. Tandis que cet excès peut être matériellement contrôlé, si nécessaire par un endiguement, cela représente évidemment de potentielles pertes financières pour les producteurs électriques, qui ne pourraient être surmontés que par des moyens permettant de garantir des prix de l'électricité suffisamment rentables. Dans l'histoire de l'énergie, le maintien des prix à un niveau profitable dans des situations d'excès d'offre s'est généralement traduit par des stratégies de concentration oligopolistique, en particulier dans le domaine du pétrole. Une telle dynamique de marché semble ainsi fort possible dans le domaine de l'électricité renouvelable. S'il n'est pas possible de contrôler les flux matériels, il paraît alors essentiel d'en contrôler les flux financiers associés, en créant une rareté artificielle, grâce à une position monopolistique. Cette concentration monopolistique a d'ailleurs toujours accompagné les changements énergétiques depuis le XIX^e siècle (Podobnik, 2006).

Implicitement, l'IEA reconnaît ici la difficile compatibilité de la production électrique des panneaux solaires et des éoliennes avec un certain fonctionnement du marché capitaliste « compétitif ». La valeur d'usage de l'électricité renouvelable peut parfois réduire sa valeur d'échange à néant, en raison de la configuration libéralisée du marché de l'électricité. Elle ne constitue pas une contradiction avec l'économie capitaliste en tant que telle, mais avec la forme néolibérale prise par les marchés d'électricité. Cette configuration du marché est en réalité le résultat d'un processus de démembrement, démonopolisation, privatisation et marchandisation du secteur électrique qui remonte aux années 1990, paradoxalement au moment où la lutte climatique commençait à favoriser les énergies renouvelables (Christophers, 2024, p. 35-68). Si l'IEA reconnaît cette difficulté, elle ne développe pas de propositions explicites pour renverser la tendance lourde à la libéralisation des marchés de l'électricité.

7.3.5 Contraintes géographiques du solaire, de l'éolien et des biocarburants.

Les enjeux géographiques font également partie des limites des énergies renouvelables évoquées par l'IEA. Pour l'essentiel, ces limites, qui concernent la biomasse, les panneaux solaires et les éoliennes, reviennent à des considérations relatives à l'espace considérable nécessaire à leur production énergétique. En d'autres termes, leur faible densité spatiale (*power density*) constitue une contrainte inéluctable pesant sur la transition énergétique. Ces contraintes ne sont cependant pas conçues comme des contradictions fatales.

À propos des biocarburants, l'IEA ne manque pas de souligner que leur production, dont l'usage devrait croître de 60 %, exige d'importantes surfaces et pourrait rentre en conflit avec des usages concurrents. Après avoir utilisé toutes les ressources possibles de déchets issus de la biomasse, leur production exige de consacrer des terres agricoles et des forêts. L'IEA reconnaît cette tension: « there are possible trade-offs between expanding bioenergy production, achieving sustainable development goals and avoiding conflicts with other land uses, notably food production. » (p.90) Elle prétend prendre en considération cette tension dans ces recommandations, afin de ne pas exercer une pression trop importante sur l'usage des terres et la production agricole. Cela l'amène à suggérer de réduire la production des biocarburants « conventionnels », issue de la production dédiée de canne à sucre, de maïs ou d'huile, et de favoriser plutôt la production à partir de sources « durables », notamment de déchets agricoles, de résidus de bois, mais aussi de la foresterie et de

cultures de taillis dites à rotation courte (*short-rotation woody crops*) (p.90-91). Malgré une augmentation de 25 % des surfaces nécessaires à la production des divers biocarburants (de 330 millions d'hectares à 410 millions en 2050), ce plan n'exigerait pas une augmentation de l'usage énergétique de terres agricoles ni le développement de culture pour la bioénergie sur des terres forestières (p.91). Cela dit, comme l'admet l'agence, la disponibilité des surfaces fait partie des incertitudes principales liées à son plan.

Quant aux énergies éoliennes et solaires, leur dimension spatiale est considérée sous deux angles : l'extraction minière nécessaire à leur production et les conditions géographiques de leur meilleure production.

L'IEA souligne que l'extraction des minéraux critiques et des terres rares pose des risques géopolitiques, en raison de sa concentration dans un nombre réduit de pays, et peut poser des problèmes quant aux changements d'usage des terres, notamment pour l'accès des populations locales à l'eau (en plus des enjeux de corruption, des conditions de travail, de l'abus de droits humains et du travail des enfants) (p.179). Tandis que les enjeux socioécologiques autour des sites extractifs nécessiteraient l'application de règles « rigoureuses », la fiabilité des approvisionnements en minéraux reposerait sur le maintien du régime international de libre-échange (*international trade and investment regime*) déjà existant, qui protège les investissements et relations commerciales. Notons par ailleurs que l'IEA ne fait pas explicitement mention des limites globales des ressources minières, ce qui témoigne implicitement qu'elle traite ceux-ci comme des ressources abondantes⁷⁰. En évoquant brièvement les enjeux extractifs⁷¹, l'IEA reconnaît toutefois que le nouveau régime énergétique ne s'émanciperait pas d'une dépendance verticale, même si la captation de l'énergie se faisait désormais surtout à l'horizontale. Ainsi, la

⁷⁰ L'électrification des transports, en particulier les besoins pour les voitures électriques, devrait créer une forte pression sur la demande en minéraux critiques. La demande de lithium devrait être multipliée par 30 d'ici 2030 et par 100 d'ici 2050 (p.71).

⁷¹ L'IEA souligne par ailleurs les compagnies de charbon pourraient facilement affronter la chute de la demande impliquée par le plan de NZE en redirigeant leurs activités vers l'extraction des minéraux critiques comme le cuivre, le lithium, le nickel et les terres rares (p.162). Cela impliquerait certes un déplacement géographique, mais l'expérience et les compétences des compagnies minières seraient préservées dans cette réorientation.

dimension géologique (ou souterraine) du régime énergétique fossile ne serait donc pas remplacée par une dimension de surface, mais serait redoublée par celle-ci⁷².

Quant au déploiement des infrastructures des panneaux solaires et des éoliennes, l'IEA ne conçoit pas leur espace comme un problème, surtout si elles sont concentrées là où se trouvent les conditions géographiques plus favorables. Le plan de l'IEA mise surtout sur le déploiement de projets de génération électrique à grande échelle dans des régions éloignées, où se situent les plus grands potentiels solaire et éolien. L'agence soutient que le plus gros de la croissance des énergies renouvelables proviendrait de ces sources dites « centralisées » (p.180). Cela exigerait en contrepartie d'importants investissements pour le transport international voir intercontinental de cette électricité, ce qui pourrait prendre la forme de ligne de haute tension ou de ports d'exportation d'hydrogène vert (utilisé comme vecteur électrique). Cette orientation favorable à des formes plus centralisées de production électrique amène l'IEA à se montrer enthousiaste au développement des éoliennes *off-shore*, domaine dans lequel l'expertise des compagnies pétrolières pourrait être recyclée⁷³. L'IEA souligne que leur potentiel pourrait être grandement augmenté par le déploiement des technologies d'éoliennes flottantes, qui permettraient de s'émanciper des fonds marins et ainsi « helping to unlock the enormous potential that exists around the world » (p.116). Si les éoliennes *off-shore* peuvent constituer une première forme d'émancipation des contraintes spatiales, puisqu'elles permettent d'éviter les contraintes des espaces habités, les éoliennes *off-shore* flottantes permettraient de faire un pas supplémentaire dans l'abstraction spatiale, en évitant de devoir être rattachées à des fonds marins. Elle recèle le potentiel de transformer d'importants espaces de « surface marine » en sources énergétiques et ainsi en lieu de valorisation. Étant donné les importants investissements et les infrastructures nécessaires à cette technologie, cette plus grande dispersion géographique du potentiel éolien *off-shore* devrait toutefois aussi obéir à une logique de centralisation de la production électrique, dans le déploiement de vastes champs d'éoliennes. À la dispersion géographique de l'énergie solaire et éolienne, à sa faible densité

⁷² Depuis quelques années, l'IEA développe des publications spécifiques où elle déploie ses capacités de recherche, d'analyse et de recommandations concernant les minéraux critiques pour la transition. L'étude de ces documents, qui permettrait d'apporter des nuances à l'analyse du plan NZE, dépasse malheureusement le cadre de cette thèse.

⁷³ Comme l'IEA le souligne dans sa section sur la reconversion des industries fossiles, une partie importante des coûts de construction et d'entretien des éoliennes *off-shore* exige des capacités développées par l'industrie pétrogazière dans ces projets d'extraction *off-shore* (p.161).

spatiale, l'IEA répond ainsi par la recommandation de la centralisation là où les rendements énergétiques peuvent être les plus grands. Ces lieux, des déserts ou des lieux au large des côtes, constituent autant d'espace abstrait que le plan NZE cherche à connecter à l'échelle internationale.

Quant à la question des limites spatiales absolues au déploiement des panneaux solaires et des éoliennes, la version 2023⁷⁴ du plan NZE soutient qu'elle reste tout à fait réaliste. Sur la base d'une densité énergétique moyenne de 100 MW de panneaux solaires pour 1 à 3 km² et de 100 MW d'éoliennes sur terre pour 5 à 30 km², l'IEA estime que ces infrastructures occuperaient plus de 2 millions de km², soit près du sixième des terres cultivables ou près de la moitié de l'espace bâti dans le monde (une surface plus grande que le Mexique). Pour évaluer du caractère réaliste de ces dimensions, l'IEA considère qu'il convient de comparer cette surface à la somme des « terrains appropriés » (*suitable land*) pour de tels projets, qui comprennent, selon l'agence, les prairies, les zones couvertes d'arbustes, les zones à végétation naturelle clairsemée, les terres stériles, de nombreuses zones agricoles⁷⁵. Cela exclut ainsi un tiers des terres dans le monde, laissant 80 millions de km² de terres considérées comme « appropriées ». Relativement à cette surface, la proportion occupée pour les éoliennes et panneaux solaires serait donc de 2,5 % en 2050 (IEA, 2023b, p. 115-116). Au terme de cet exercice de simplification et d'homogénéisation du territoire – caractéristique des logiques de l'État moderne et du marché capitaliste (Scott, 2021), il convient de souligner que les conflits socioécologiques liés à ces espaces considérés comme « disponibles » ne sont pas explicités par l'IEA (contrairement à ceux liés aux biocarburants). Ils devraient en outre davantage concerner les populations rurales et en particulier celles du Sud global, là où les conditions d'ensoleillement et de vent sont meilleures, mais également là où les dépossession territoriales sont plus aisées (McCarthy, 2015).

Au regard de cette proportion des terres « appropriées » dédiées aux panneaux solaires et éoliennes, de même que les terrains à la source des biocarburants, l'IEA juge que le monde possède l'espace « nécessaire » à la réalisation de son plan de transition. Tout en ayant conscience des arbitrages

⁷⁴ Curieusement, la question des limites spatiales liées au déploiement des panneaux solaires et des éoliennes, pourtant considérables, n'est jamais problématisée dans la version 2021.

⁷⁵ Cela exclut les surfaces artificielles (y compris les zones urbaines et associées), les zones couvertes d'arbres, les cultures ligneuses, les mangroves, les zones aquatiques ou régulièrement inondées, ainsi que les neiges éternelles et les glaciers.

difficiles liés à l'usage de la terre, surtout concernant les biocarburants, l'IEA ne conçoit pas la dimension spatiale comme une limite absolue à un système énergétique largement décarboné, seulement comme une considération à garder à l'esprit. Ainsi, comme nous le verrons, l'hydrogène et ses dérivés sont surtout envisagés comme des palliatifs liés au stockage de l'électricité et à la temporalité des panneaux solaires et éoliennes, et seulement dans un second ordre à leurs limites spatiales.

7.4 Les nécessaires carburants : de la puissance, du temps continu et de l'émancipation spatiale

Comme nous l'avons vu, l'IEA considère que l'électricité, les sources solaire et éolienne revêtent un certain nombre de limites. L'électricité manque de densité de puissance pour certaines industries et les transports lourds, son flux pose des problèmes de sécurité. Quant aux sources solaire et éolienne, elles manqueraient de flexibilité temporelle et seraient inégalement dispersées sur le territoire. Le plus gros de ces limites ne peut être surmonté que par le recours à des « carburants ». L'hydrogène, ses dérivés et les bioénergies se présentent ainsi comme les compléments indispensables de la décarbonation de l'économie. Le maintien de la forme carburant exprime clairement la marque laissée par les énergies fossiles sur les déterminations du nouveau régime énergétique.

Cela étant dit, le développement de ces nouveaux carburants ne s'oppose pas frontalement aux intérêts des entreprises du secteur fossile. Certes, l'IEA reconnaît que son plan représente une menace évidente pour les revenus de ces entreprises, mais cette transformation comporterait également des « opportunités », précisément du côté de ces nouveaux carburants. Plusieurs technologies essentielles à la carboneutralité correspondent bien aux compétences et aux ressources existantes des compagnies de pétrole et de gaz : l'hydrogène, les biocarburants et les dispositifs de CCUS (p.160). Les processus de transformation de l'hydrogène impliquent des synergies importantes avec les compétences et équipements utilisés dans les raffineries du pétrole et les procédés de transformation du gaz. Le transport des gaz et liquides est également une expérience importante dont disposent les compagnies pétrolières et gazières, utiles pour des carburants faibles en carbone. La production de biocarburants fait déjà l'objet de programmes de recherche et développement de la part des compagnies pétrolières, tandis que le biométhane peut être produit dans de grandes installations exigeant le savoir et l'expertise que possèdent les producteurs de gaz

fossile. Enfin, l'industrie du pétrole et du gaz est déjà le principal acteur du développement et de l'usage des technologies de CCUS. Le plan de l'IEA prévoit également que 40 % de l'hydrogène serait de source fossile (gaz) dans des usines équipées de CCUS, ce qui fournirait une « important opportunity for companies and countries to utilize their natural gas resources in a way that is consistent with net-zero emissions » (p.161). L'hydrogène constitue ainsi un moyen clé pour éviter la dévalorisation trop rapide des capitaux fixes de l'industrie pétrogazière (Szabo, 2020).

Sans prétendre sauver intégralement les actifs des compagnies fossiles que représentent les réserves d'énergies fossiles et les actifs intangibles que représentent les différentes dépendances à la consommation de ces énergies, le plan de l'IEA prétend pouvoir tout de même maintenir une voie de reconversion pour les industries fossiles. Cette proposition, comme nous allons le voir, s'appuie sur la production de carburants qui auraient les mêmes caractéristiques fonctionnelles que les carburants fossiles, sans les émissions associées.

7.4.1 L'hydrogène et ses carburants

L'hydrogène joue un rôle clé selon l'IEA pour remplacer une grande partie de l'usage diversifié des carburants fossiles. Le scénario NZE prévoit une croissance importante de l'usage de l'hydrogène et des carburants à base d'hydrogène afin de convertir les usages actuels d'énergie fossile en ayant recours à de l'hydrogène « bas-carbone ». Entre 2020 et 2050, l'usage total de l'hydrogène serait multiplié par six (de 87 Mt à 528 Mt), même si elle n'occuperait à terme que 11 % du mix énergétique. Parmi toutes les sources d'approvisionnement énergétique, la production d'hydrogène serait celle qui connaîtrait le taux de croissance annuelle composée le plus élevé : 66 % entre 2020-2030 (p.195). Cela permettrait d'abord de s'appuyer sur des infrastructures de transports et de distribution déjà existantes. Ainsi, les gouvernements devraient avoir pour priorité le développement de leur « stratégie nationale d'hydrogène » (p.112).

Quelles sont les qualités de l'hydrogène vantées par l'IEA ? L'hydrogène revêtirait une « grande valeur » grâce au fait qu'il constitue un carburant « propre, stockable et flexible » (IEA, 2023b, p. 137). Ces principales qualités sont sa plus grande facilité de stockage, sa capacité à être utilisé dans une diversité d'usage (polyvalence) plus grande que l'électricité et sa densité de puissance.

L'hydrogène peut se conserver plus facilement que l'électricité et fournir ainsi des capacités de stockage énergétique saisonnier, ce qui permet de maintenir un approvisionnement énergétique sans rupture. Par son stockage, l'hydrogène peut aider à équilibrer les fluctuations du système électrique. Disposer de stocks d'hydrogène en réserve permettrait de corriger les déséquilibres entre la demande en hydrogène et sa production par des systèmes renouvelables *off-grid* (p.75). Pour l'IEA, cette ressource *stockable* confère de la *flexibilité*, ce qui signifie qu'elle permet de garantir un flux énergétique continu dans le temps, en dépit de différents aléas.

Quant à ses usages, ils sont aussi étendus que ceux des carburants fossiles, en raison de la densité énergétique libérée dans des piles et dans la combustion de l'hydrogène. Cette polyvalence lui permettrait de jouer un rôle clé dans les transports, la production électrique et les industries. Cette diversité des usages s'effectuerait surtout à partir de 2030, lorsque son coût aurait baissé. Si dans une première phase - transitoire, son usage serait surtout dévolu à la production électrique, dans une deuxième phase, à plus long terme, l'utilisation croissante d'hydrogène serait consacrée d'abord à l'aviation, au transport maritime et, dans une moindre mesure, aux poids lourds. En 2050, le premier usage de l'hydrogène (39 %) serait le secteur des transports, ce qui inclut une large proportion pour les transports routiers⁷⁶ (18 %), mais aussi une part significative pour le transport maritime (11 %) et l'aviation (10 %). Le deuxième usage de l'hydrogène après les transports serait la production électrique (19 %). Il est question d'utiliser l'hydrogène comme source de flexibilité, par la rénovation de centrales thermiques (co-combustion de l'hydrogène avec le gaz et co-combustion de l'ammoniaque avec le charbon). Le reste de l'hydrogène serait utilisé pour l'industrie chimique (11 %), le fer et l'acier (8 %) et serait mélangé au gaz fossile dans les gazoducs (11 %) (p.75).

La production de cet hydrogène projetée par l'IEA proviendrait de plusieurs sources : du gaz fossile (avec et sans CCUS), de l'électricité de sources renouvelables ou nucléaire. L'hydrogène « bas-carbone » progresserait pour atteindre 70 % de tout l'hydrogène produit en 2030, puis presque la totalité en 2050 (voir figure 7.5). À l'intérieur de cette catégorie, l'hydrogène produit par électrolyse, alimenté à 95 % par des énergies renouvelables commencerait à devenir majoritaire seulement à partir de 2030. En 2050, la production d'hydrogène à base de charbon et (surtout) de

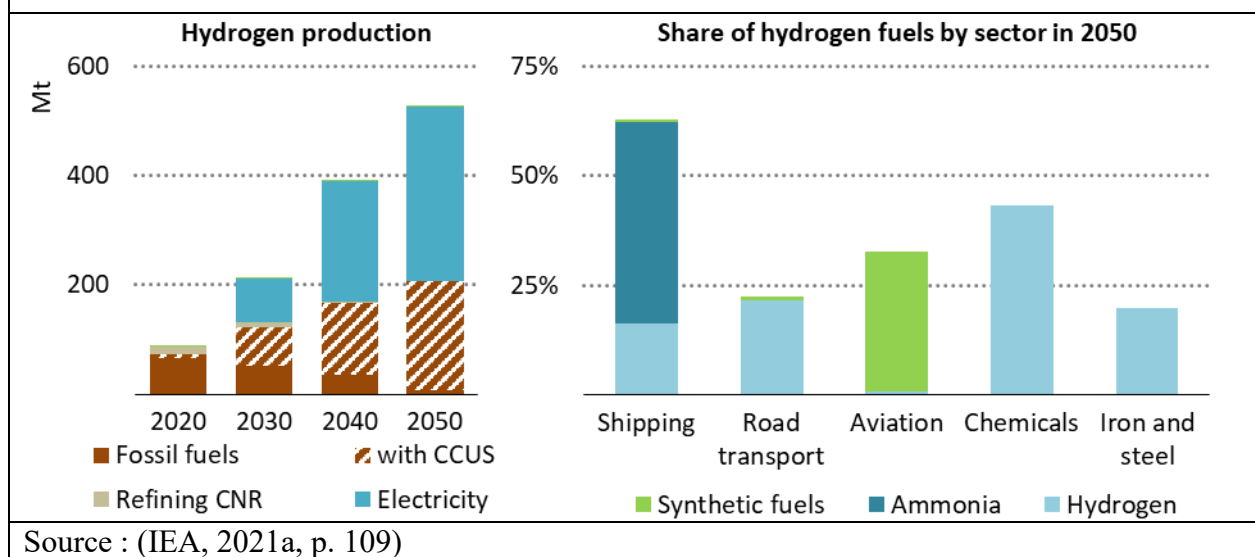
⁷⁶ L'IEA prévoit 15 millions de véhicules à la pile à combustible à l'hydrogène en 2030 (p.75).

gaz fossile avec CCUS (hydrogène bleu) occuperait toutefois une place encore considérable (38 % de l'hydrogène bas-carbone) (p.76). La production d'hydrogène bleu deviendrait ainsi *le premier usage du gaz fossile*, représentant 50 % de la demande en gaz en 2050 (p.109). Le gaz fossile et ses infrastructures trouveraient, dans ce plan, un débouché majeur dans la filière de l'hydrogène, permettant de maintenir et valoriser ses actifs malgré l'atteinte de la carboneutralité. Quant à la production électrique consacrée à la production d'hydrogène, elle serait considérable : 20 % de la production mondiale serait consacré à la production d'hydrogène, *soit le deuxième usage de l'électricité après les usages industriels* (46 %) (p.71). À titre comparatif, la quantité d'électricité projetée pour la production d'hydrogène, soit 15 000 TWh, représente plus que la moitié de la consommation électrique mondiale actuelle (IEA, 2023b, p. 78), et dépasse la quantité d'électricité qui sera nécessaire à l'électrification des transports terrestres.

Cette répartition de la production entre les diverses sources d'hydrogène est principalement justifiée par le critère du prix. Tandis que le prix de l'hydrogène bleu dépendrait principalement du prix du gaz fossile (15 à 55 % des coûts), celui de l'hydrogène à base d'électricité dépendrait des prix de l'électricité (50 à 85 % des coûts). Ces deux modes de production pourraient atteindre un prix de production équivalent en 2050 (p.110)⁷⁷.

⁷⁷ Dans le cas du kérosène synthétique, son coût de production demeurerait très élevé, même avec les économies d'échelle réalisées durant la période 2020-2050. Avec un coût estimé à 130 à 300 \$US le baril, en raison des coûts importants de captage du CO₂ (15 à 70 \$US le baril), il ne pourrait s'imposer contre le kérosène fossile que grâce à un prix très élevé du CO₂ (250 à 400 \$US la tonne), puisque son prix projeté est aussi bas que 25 \$ US le baril en 2050 (p.110).

Figure 7.5 : Production globale d'hydrogène par source et demande d'hydrogène par secteur dans le scénario NZE



Source : (IEA, 2021a, p. 109)

L'hydrogène ne serait par ailleurs pas toujours consommé sous sa forme pure, mais serait transformé dans le but d'en augmenter la densité (volumétrique), afin d'en faciliter le stockage et d'accroître sa transportabilité. Cette transformation concernerait 30 % de la production d'hydrogène. Malgré leurs coûts encore plus élevés surtout occasionnés par les pertes énergétiques le long de leur chaîne de production, les formes dérivées de l'hydrogène (ammoniaque, carburants synthétiques gazeux ou liquides) amélioreraient de manière importante ces trois qualités déjà présentes dans l'hydrogène. Ces dérivés auraient également l'avantage d'être compatibles avec les infrastructures existantes et les technologies d'usages finaux, comme l'illustre le cas de l'ammoniaque pour les bateaux et le kérosène synthétique pour les avions (p.110). L'ammoniaque, par exemple, pourrait être immédiatement utilisé dans les bateaux, et, grâce à sa densité énergétique plus élevée que l'hydrogène, permettrait de réduire les coûts de transport (p.108), et ce même s'il impliquerait des coûts de production 15 % plus élevés (en raison des pertes énergétiques).

Ces transformations sont surtout requises pour les besoins énergétiques des transports lourds, mais aussi pour le transport de l'hydrogène lui-même. Le transport international de l'hydrogène par bateau s'avèrerait indispensable pour exporter l'électricité renouvelable de pays mieux dotés en soleil et en vent, potentiel électrique qui sans cela « ne serait pas exploité » (p.110), pour ne pas dire gaspillé. La transformation de l'hydrogène sous forme solide ou liquide permettrait de faire

sauter les limites d'exportation géographique de l'électricité et de l'hydrogène. Tout comme la liquéfaction dans le marché du gaz fossile, les carburants à base d'hydrogène permettraient d'ouvrir des marchés d'exportation à l'hydrogène. Si produire de l'hydrogène localement pouvait s'avérer moins cher dans certains contextes, l'IEA prévoit que le commerce international d'hydrogène et de ses dérivés jouerait un rôle important en 2050 et se traduirait par la construction de 150 terminaux d'exportation dans le monde (p.110). Ces ports pourraient devenir des « nodes of an international hydrogen trade network » (p.113), des *industrial hubs* de production d'hydrogène et d'ammoniaque, mais également de ravitaillement des bateaux (p.137).

L'IEA reconnaît que le développement de l'infrastructure d'hydrogène au rythme exigé par le plan NZE implique des « considerable investment risks along the value chain of production, transport and demand ». (p.113) Par exemple, des 5 000 km de gazoducs à hydrogène en 2022, le monde devrait en compter 209 000 km en 2050 (IEA, 2023b, p. 101). La circulation massive et constante de l'hydrogène, permettant de maintenir un espace où le capital peut aussi circuler librement, exigerait concrètement une infrastructure spatiale *fixe* de grande ampleur, pour l'instant inexistante. Les États joueraient ainsi un rôle clé pour planifier, investir et coopérer avec d'autres États pour réaliser la filière d'hydrogène et de ses dérivés (p.113).

Le développement accéléré et considérable de la filière de l'hydrogène est justifié par l'IEA sur la base des diverses contraintes spatio-temporelles et de « sécurité » qui pèsent sur la production d'électricité renouvelable. Sans des quantités massives d'hydrogène, non seulement des procédés industriels et les transports internationaux ne seraient plus possibles, mais le système électrique pourrait se trouver menacé, dans certains lieux, par des pannes. Bouleverser ces procédés industriels pour en réduire l'empreinte matérielle, réduire notre dépendance aux échanges internationaux et organiser la satisfaction des besoins sans exiger un recours systématique à l'électricité, parmi d'autres idées alternatives pour affronter les limites des énergies renouvelables, ne sont évidemment pas dans l'horizon de l'IEA. Ces limites doivent être dépassées par un surcroît d'investissements et son nécessaire corrélat matériel. Ainsi, le projet de l'hydrogène constitue probablement le plus important « socioecological fix » (McCarthy, 2015) dans le scénario de l'IEA. Dans la mesure où la crise climatique représente une limite socioécologique provoquée par l'accumulation capitaliste, l'hydrogène se présente comme *la* principale solution technique (*fix*)

permettant, par des investissements massifs, de surmonter cette crise et les limites des énergies renouvelables, et ainsi de garantir la poursuite de l'accumulation du capital.

7.4.2 Bioénergie : complément et substitut de l'hydrogène

Conjointement avec l'hydrogène, les diverses formes de bioénergie (issue de la biomasse) se voient attribuer un rôle important dans le scénario NZE pour remplacer les carburants fossiles. Avec un usage de plus de 100 EJ en 2050, elles combleraient presque 20 % des besoins énergétiques totaux (p.77), ce qui représenterait une croissance de 60 % par rapport à la consommation actuelle.

Les bioénergies possèdent trois avantages cruciaux en termes de valeur d'usage : elles sont transportables, stockables et polyvalentes. Par ailleurs, elles permettent de conserver les infrastructures de transport et de distribution actuelles ainsi que les technologies d'usages finaux (conservation du capital fixe) (p.90). Transportables dans les pipelines, gazoducs et bateaux existants, stockables dans les réservoirs et stations-service, les bioénergies peuvent être également produites dans des raffineries partiellement ou totalement converties (p.112).

Par son pouvoir énergétique libérée par la combustion, la biomasse « moderne » serait appelée à un jouer un rôle énergétique pour la production d'électricité, les réseaux de chaleur, les industries, la cuisine et les transports. Comme l'hydrogène, les biogaz et le biométhane pourraient être mélangés dans les tuyaux de gaz fossile (p.108). Les bioénergies seraient principalement utilisées pour la production électrique (34 %). La bioénergie solide contribuerait à fournir des capacités électriques flexibles « to complement generation from solar PV and wind », en plus de retirer du CO₂ de l'atmosphère lorsque les centrales sont équipées de dispositif de CCUS. La biomasse serait également réquisitionnée pour les industries (20 %), en particulier pour le papier (60 % de la demande énergétique du secteur) et le ciment (30 % de la demande du secteur) (p.78). En troisième lieu, la biomasse serait utilisée sous forme de biocarburants liquides (14 %), principalement pour les transports, d'abord pour les routes, puis davantage pour l'aviation (alimenté à 45 % par du biokérosène) et les bateaux (p.78). La même quantité que celle dédiée aux bateaux serait toutefois également perdue dans le processus de transformation de la biomasse en bioénergie « moderne » (14 %).

Dans le rapport de l'IEA, il est très clair que les biocarburants doivent être considérés comme complémentaires et substituables à l'hydrogène et aux carburants synthétiques. En l'absence d'expansion des terres consacrées à la production de bioénergie, l'IEA croit que la production d'hydrogène et de méthane synthétique devrait croître de 15 % (p.94). Elle exclut ce scénario à partir du critère du prix : cette voie impliquerait davantage d'investissements en électricité renouvelable, ce qui se traduirait par un investissement neuf fois plus important que le recours aux bioénergies (p.94). Ainsi, dans le processus dynamique de la transition envisagée par l'IEA, les biocarburants devraient être privilégiés, car leur coût est inférieur. Cela signifie probablement que le coût des terres est lui-même considéré comme faible aujourd'hui et dans l'avenir, laissant entrevoir que ces exploitations de biocarburants se feront dans la périphérie rurale du capitalisme global.

Au-delà de cet arbitrage, les biocarburants sont traités de la même manière que l'hydrogène et ses dérivés : comme des *carburants*, dont la valeur d'usage est indispensable aux dépassements des limites spatio-temporelles et de « sécurité » de l'électricité renouvelable. Ensemble, ces carburants constituent la pièce qui permettrait au régime énergétique hérité de l'ère fossile de n'avoir pas à être radicalement bouleversé.

7.4.3 CCUS : capturer et recycler le CO₂

Malgré un scénario qui fait peu appel aux technologies de CCUS comparativement à d'autres scénarios de projection, la place de cette technologie dans le scénario du NZE n'est pas négligeable. D'une captation famélique en 2020, le secteur devrait capter 7,6 Gt de CO₂ en 2050. Le plus gros devrait être enfoui dans du stockage géologique, mais 5 % seraient également utilisés pour la production de carburants synthétiques (p.79). La captation du CO₂ permettrait le maintien d'industries difficiles à décarboner, en premier lieu les cimenteries, mais également une partie des centrales électriques, en plus de fournir une nouvelle opportunité pour la reconversion des entreprises pétrogazières. L'IEA recommande d'ailleurs de continuer à développer les technologies de CCUS dans le domaine des carburants fossiles – là où elles sont déjà bien avancées, sinon elle soutient que cela pourrait reporter ou compromettre l'usage de CCUS pour la production de ciment et la capture du carbone directement de l'atmosphère (p.47).

Par ordre d'importance, ce carbone serait d'abord capté dans les industries (36 %), dans la production de carburants (hydrogène surtout et biocarburants) (26 %) et dans les centrales électriques thermiques (au charbon, gaz et biomasse) (19 %). Ici se révèle un paradoxe important, une tension entre la nécessité de disposer de carburants qui remplacent les carburants d'origine fossile, mais également la difficulté à les produire sans émettre davantage de CO₂. Ainsi, la production de biocarburants et d'hydrogène à grande échelle serait en même temps source de décarbonation d'une série d'usage et en même temps source d'émissions dans leur propre processus de production, ce qui exigerait de consacrer plus du quart des technologies de CCUS à ces procédés, en plus de toute l'énergie associée.

Selon la modélisation de l'IEA, en l'absence du déploiement des technologies de CCUS qui permettent d'éviter trop de *stranded assets*, les coûts d'investissements de la transition énergétique seraient 11 % supérieurs au total prévu par le plan NZE (p.83). Ce scénario sans CCUS exigerait des technologies encore au stade de prototype (four à ciment électrique, vapocraqueur électrique), plus d'hydrogène vert (plutôt que bleu) et le remplacement complet des centrales thermiques fossiles. Tout cela aurait pour conséquences une augmentation considérable de la demande en électricité et en batteries de stockage (pour compenser la « flexibilité » perdue avec les centrales thermiques) (p.95-98).

Ainsi, les dispositifs de captage du carbone seraient nécessaires à la fois pour la production des nouveaux carburants et pour le maintien des carburants fossiles dans certains usages industriels, énergétiques et non énergétiques. Dans les deux cas, il s'agit de sauver la forme « carburant » : le captage du carbone permettrait un « recyclage » du carbone dans des carburants synthétiques nécessaires à l'équilibre du régime et permettrait de maintenir intacte une série d'industries dépendantes des carburants fossiles. Or, aux dires de l'IEA, ce maintien des carburants fossiles se justifierait en grande partie sur la base des coûts et en partie sur la base du faible état de développement des technologies alternatives. Dans la mesure où ces développements technologiques font surtout face à des barrières économiques et non pas techniques en tant que telles, dans la mesure où le déploiement de plus de batteries, d'électricité renouvelable et d'hydrogène vert semble tout à fait cohérent avec le reste du plan proposé, la résistance de l'IEA à envisager une sortie complète des carburants fossiles ne concernerait pas au premier chef des

limites techniques, liées à la valeur d'usage des différentes sources et formes d'énergie renouvelable. Le verrou carbone serait ici celui de l'investissement.

Le déploiement des technologies de CCUS ne viendrait donc pas remettre en question la cohérence du plan NZE quant aux énergies fossiles. Selon l'IEA, il est tout à fait possible de libérer complètement le régime énergétique des carburants fossiles, dans la mesure où serait préservée l'intégrité d'un régime qui garantit une énergie continuellement accessible où que nous soyons. La préservation de ce régime, comme nous l'avons vu, ne peut se faire uniquement avec des panneaux solaires et des éoliennes, mais exigerait une série de nouveaux carburants.

7.5 Mise à jour du plan NZE en 2023 : une trajectoire similaire

En 2023, le plan NZE a été mis à jour en raison des changements dans la conjoncture sociopolitique. Le rebond économique post-Covid-19 et la Guerre en Ukraine ont notamment eu des effets importants sur la trajectoire des émissions et l'approvisionnement énergétique. Pour l'essentiel, les principales recommandations restent similaires et l'appréciation de l'apport des différentes sources et formes d'énergie reste cohérente. Les normes et attentes quant au système énergétique restent identiques, seules certaines variations quantitatives séparent les deux versions (voir tableau 7.1). Dans l'ensemble, le scénario 2023 NZE est plus « abrupte » que la version 2021 et exige davantage d'efforts après 2030 (IEA, 2023b, p. 57-59). Cela s'explique parce que les précédentes cibles de réductions de GES et de consommation énergétique n'ont pas été atteintes. Cependant, certains aspects méritent notre attention, puisqu'ils nous permettent d'insister sur les biais et principes implicites à la conception de la transition par l'IEA.

D'emblée, il convient de remarquer à quel point un rapide changement de conjoncture géopolitique peut exercer une influence considérable sur les résultats de la modélisation de l'IEA. De nouveaux changements importants et rapides à la conjoncture pourraient à nouveau bouleverser ces projections dans l'avenir.

Tableau 7.1 : Principales différences entre la version 2021 et 2023 des projections 2050 du plan NZE de l'IEA

	NZE 2021	NZE 2023	Différence dans les projections
Indicateurs économiques généraux			
PIB per capita	32 648 US \$	35 044 US \$	+7%
Passager en voitures (milliards passager-km)	24 517	41 638	+70 %
Aviation (milliards personne-km)	15 650	16 545	+5,7 %
Bateaux (milliard tonne-km)	29 1032	26 5253	-9%
Produits chimiques (Mt)	688 Mt	878 Mt	+28 %
Approvisionnement et consommation en énergie			
Part des énergies « renouvelables » dans l'approvisionnement énergétique total	67 %	71 %	+ 4 points
Part de l'hydrogène et ses dérivés dans la consommation totale finale	10 %	8 %	-2 points
Approvisionnement total de gaz naturel	60 EJ	32 EJ	-47 %
Électricité			
Part de l'électricité dans le mix énergétique	49 %	53 %	+ 4 points
Part du solaire et de l'éolien dans la production électrique	68 % (48 254 TWh)	72 % (54 679 TWh)	+4 points
Panneaux solaires (capacités électriques, GW)	14458 GW	18 753 GW	+30 %
Éoliennes (capacités électriques, GW)	8265 GW	7 616 GW	-8 %
Nucléaire (capacités électriques, GW)	812 GW	916 GW	+13 %
Centrales thermiques fossiles avec CCUS (capacités électriques, GW)	394 GW	241 GW	-39 %
Batteries stationnaires installées (capacités, GW)	3100 GW	4200 GW	+35 %
Hydrogène			
Demande totale en hydrogène (et dérivés) (Mt)	528 Mt	430 Mt	-19 %
Demande en hydrogène (gazeux) pour les transports (EJ)	13 EJ	10 EJ	-30 %
Part des carburants synthétiques dans la consommation énergétique finale de l'aviation	30 %	37 %	+7 points
Demande en hydrogène et ammoniac pour la production électrique (TWh)	1713 TWh	1161 TWh	-32 % -57 % pour 2030
Centrales thermiques à l'hydrogène et dérivés (capacités électriques, GW)	1867 GW	427 GW	-77 %
Part de la production d'hydrogène à partir de carburants fossiles	38 %	21 %	-17 points
Transports			
Demande en biocarburants pour les transports (EJ)	11 EJ	8 EJ	-27 %
Part des biocarburants dans la consommation énergétique finale de l'aviation	45 %	33 %	-12 points
Part des véhicules électriques dans les ventes de véhicules	90 %	95 %	+ 5 points
Capture du carbone			
Total du CO ₂ capturé (Gt)	7,7 Gt	6,1 Gt	-20,5 %
Total du CO ₂ retiré (Gt)	1,9 Gt	1,7 Gt	-10 %

Les anticipations plus fortes concernant certains indicateurs économiques clés, comme le PIB, l'usage des transports et la production de l'industrie chimique, ont tendance à cristalliser davantage la voie choisie par l'IEA autour des politiques industrielles favorisant la croissance économique et le développement technologique. La part des changements de « comportements » dans la réduction des GES, déjà faible dans la version de 2021, a diminué entre les deux rapports (IEA, 2023b, p. 69). Cela est essentiellement lié à de nouveaux développements technologiques qui éviteraient un effort supplémentaire du côté de la « demande ». Certaines technologies n'ont que peu progressé (éolienne, hydrogène, capture du carbone), contrairement aux anticipations de l'IEA, tandis que d'autres ont connu des avancées plus rapides (véhicules électriques, thermopompes, réduction directe alimentée à l'hydrogène pour la production du fer). Mais le bilan général serait globalement favorable à la voie technologique défendue par l'IEA : la portion des réductions d'émissions liées à des technologies encore « en développement » (stade de prototype ou de démonstration) serait passée de 50 à 35 %, grâce à une arrivée plus rapide sur le marché (IEA, 2023b, p. 69). Conformément à notre analyse au début de ce chapitre, la perspective exprimée en 2023 persévère dans la voie technosolutionniste, qui évacue les possibilités de transformations des rapports sociaux.

En ce qui concerne l'offre globale et la consommation énergétique finale, des différences majeures nous paraissent révélatrices de la faiblesse de certaines hypothèses de la modélisation de l'IEA. En 2021, l'IEA prévoyait une chute de l'approvisionnement énergétique de 6,8 % entre 2020 et 2030. Or, en 2023, l'IEA observe plutôt une hausse effective de 7,6 % entre 2020 et 2022, ce qui ramène sa chute prévue à l'horizon 2030 à un maigre 2,4 %⁷⁸. Cela a pour effet de repousser à la période après 2030 le plus gros des « gains d'efficacité ». Évidemment, la révision de ces projections provient en partie du fait que les recommandations de l'IEA n'ont encore que peu été intégrées dans les politiques publiques des États, même si elle demeure la référence sur la question énergétique. Néanmoins, puisque la production des énergies solaires (+26 % en 2022) et éoliennes (+14 % en 2022) a tout de même connu une croissance rapide dans cet intervalle de deux ans (croissance de 75 % des capacités entre 2022 et 2023) (IEA, 2024), il est possible que cette révision forcée des projections témoigne aussi des effets non intentionnels et mal considérés de la croissance des énergies renouvelables dans un cadre capitaliste. En effet, la transition énergétique réelle se

⁷⁸ De la même façon, la chute espérée de la consommation d'énergie finale entre 2020 et 2030 est réévaluée de -4,4 % en 2021 à -1,5 % dans la mise à jour 2023.

manifeste pour le moment surtout comme une forme d'addition énergétique, conformément aux précédentes phases historiques de changements énergétiques (Fresso, 2024; York et Bell, 2019), ce qui peut s'expliquer par l'existence d'effets rebonds structurels liés aux contraintes à l'accumulation capitaliste. La réflexivité de l'IEA sur les effets rebonds comme conséquences possibles, mais non intentionnelles de son plan fait toutefois défaut. Aucune des deux versions du NZE⁷⁹ n'en fait l'analyse, même si ce phénomène est bien connu dans la littérature scientifique (Parrique, T. *et al.*, 2019).

En adoptant une perspective sectorielle, il est possible de constater que les révisions sont davantage favorables à l'électricité, aux énergies renouvelables et moins favorables à l'hydrogène et au gaz fossile.

Du côté de la production électrique⁸⁰, les prévisions de capacités des panneaux solaires (+30 %) et des centrales nucléaires (+13 %) sont significativement plus élevées, tandis que celles des centrales thermiques à l'hydrogène (-77 %) et aux carburants fossiles avec CCUS (-39%) ont radicalement chuté. Étant donné les faibles développements de l'hydrogène et des technologies de CCUS permettant de pallier les variations de l'énergie solaire avec des centrales thermiques, la hausse des panneaux solaires se répercute surtout dans un surcroît de batteries stationnaires.

En outre, le gaz naturel jouerait un rôle moins important, puisque la flambée des prix à la suite de la Guerre en Ukraine aurait réduit la confiance envers le gaz comme alternative au charbon et au pétrole. Les projections de consommation de gaz naturel sont inférieures de 10 % en 2030 et de 45 % en 2050 par rapport à la version 2021. Cela entraînerait des répercussions sur la production

⁷⁹ Dans la version 2021, il est question à un seul endroit d'un possible effet rebond de la demande occasionné par une baisse des prix liés à l'approvisionnement énergétique en carburants fossiles (p.52), ce qui pourrait entraîner davantage d'émissions de CO₂. Cette unique référence ne traite pas des effets rebonds liés à l'efficacité énergétique plus largement.

⁸⁰ Dans la production électrique, la production des centrales au charbon d'ici 2030 a été revue à la hausse, afin de refléter les conséquences de la Guerre en Ukraine sur le gaz et d'établir une trajectoire « plus équitable » pour les pays « en développement ». En outre, les centrales fossiles (sans CCUS) verraient leur production d'électricité chuter plus rapidement à l'horizon 2050 que leurs capacités productives, ce qui signifie qu'elles seraient moins utilisées, mais que leur rythme de démantèlement serait plus lent que prévu dans le scénario 2021.

d'hydrogène, favorisant davantage l'électrolyse (p.76), puisqu'il était prévu qu'une grande partie de la production d'hydrogène proviendrait du gaz fossile.

En revanche, les projections de production totale d'hydrogène ont également diminué relativement à l'horizon 2050, tandis que les prévisions de production d'ici 2030 ont chuté de manière plus importante (p.78). Cette projection refléterait les plus faibles investissements réalisés dans cette filière, dans un contexte où le « soutien gouvernemental » et la stimulation de la demande n'auraient pas décollé au rythme envisagé par l'IEA (p.78). Dans l'ensemble, l'hydrogène connaît un recul dans les prévisions de consommation finale (de 11 % à 8 % en 2050), notamment en raison de son rôle moins important dans l'alimentation des camions et certains procédés industriels considérés comme plus faciles à électrifier qu'on ne le croyait⁸¹. Cela étant dit, à l'horizon 2050, la demande d'hydrogène serait tout de même cinq fois plus élevée que celle de 2020. La croissance de l'hydrogène demeure donc une composante majeure du plan de transition de l'IEA.

Ces écarts de projections n'expriment pas seulement des changements réels quant à la conjoncture géopolitique et à l'évolution des prix de marché et des technologies, mais peuvent nous fournir certaines indications quant aux biais traversant le scénario NZE de l'IEA. Comme nous l'avons compris, les capacités de l'électricité à croître dans les usages de même que la croissance des capacités électriques fournies par les panneaux solaires auraient été sous-estimées en 2021. Comme d'autres chercheurs l'ont remarqué, la révision des projections concernant les panneaux solaires semble confirmer que les modélisations de l'IEA tendent à sous-estimer de manière récurrente le potentiel des panneaux solaires, même s'il semble que le scénario NZE ait témoigné de certains progrès par rapport à des publications précédentes. Cela dit, même avec l'ajout de 820 GW par année de panneaux solaires tel que le prévoit le plan NZE 2023 pour 2050, ce rythme serait très en-deça d'autres évaluations, qui chiffrent les potentiels à plus de 3000 GW par année (Breyer *et al.*, 2022). Il n'est pas exclu que de manière concomitante les usages et potentialités de l'électricité soient sous-estimés de la même manière. Quant à la croissance du parc nucléaire, au détriment par exemple des éoliennes, elle témoigne certainement d'une confiance forte en cette voie technologique, confiance établie dans l'historique de l'IEA depuis ses débuts. Elle ne prend

⁸¹ Notons par ailleurs la disparition dans les projections du méthane synthétique, et, du côté des usages, la quasi-disparition du biométhane pour le transport et celle de l'hydrogène pour les bâtiments.

cependant pas acte des barrières temporelles et financières majeures de cette option dans le contexte de la crise climatique (Ramana, 2024). Sur un autre registre, la diminution du rôle joué par le captage du carbone et l'hydrogène témoigne, par contraste, d'une confiance excessive dans le déploiement spécifique de ces technologies. L'IEA explique ces développements plus lents par des raisons socio-économiques (problème dans la chaîne d'approvisionnement, délais de mise à l'échelle, peu d'ouverture réglementaire des marchés) et par des raisons strictement techniques. Étant donné l'état relativement embryonnaire du déploiement de ces technologies, il n'est pas exclu que cette confiance soit encore trop élevée dans les projections établies dans la version de 2023.

7.6 Conclusion : caractériser la transition de l'IEA

La voie proposée par l'IEA dans son rapport NZE est certes, relativement à la situation énergétique présente, ambitieuse. Cela dit, elle respecte plusieurs caractéristiques associées au régime énergétique établi sur la base des carburants fossiles. En ce sens, si la « modernisation » énergétique proposée par l'IEA implique des bouleversements significatifs quant aux *moyens* techniques en matière d'énergie qui sont appelés à être développés, reste que ceux-ci demeurent en adéquation avec les *buts* historiques de l'organisation, soit garantir la sécurité énergétique du système capitaliste dans son ensemble, peu importe les sources *particulières* d'énergie qui composent le régime énergétique en général.

En effet, du point de vue de l'histoire de l'IEA, il nous semble que les principes directeurs du rapport NZE restent tout à fait cohérents avec ceux qui ont toujours été au cœur de ses orientations depuis ses origines. Si la question climatique est certes devenue plus récemment centrale aux préoccupations de l'agence, les principes devant mener à la transformation du système énergétique doivent demeurer compatibles fonctionnellement avec les impératifs à l'accumulation. Comme nous l'avons analysé, l'essentiel des réductions de la consommation énergétique et de la réduction des GES proposé par l'IEA s'opérerait par des moyens technologiques. Étant donné qu'une grande partie des technologies nécessaires à la décarbonation n'ont pas encore atteint leur stade de « maturité » sur le marché, la confiance de l'IEA envers le dynamisme technologique de l'économie capitaliste, de surcroît orienté vers la carboneutralité, relève en partie d'un parti pris idéologique, plutôt que d'une appréciation scientifiquement bien considérée. Selon une perspective socio-économique, le projet de transition défendue par l'IEA, s'il se porte implicitement à la

défense du statu quo capitaliste, constitue plus précisément, d'un point de vue normatif, un projet *catalysé par l'État, technosolutionniste et préservant un mode de vie impérial*.

Du point de vue de la trajectoire sociohistorique du régime énergétique du capitalisme, la prédominance de l'électricité, des énergies renouvelables et l'arrivée de l'hydrogène constitueraient des transformations substantielles. En revanche, étant donné les limites (supposées) de l'électrification dans les processus industriels, la faible densité, ainsi que l'inflexibilité de la production solaire et éolienne, la forme des « carburants » demeurera une composante indépassable du régime énergétique.

D'un point de vue matériel, au terme de la transition proposée par l'IEA, le système énergétique sera différent selon quatre éléments : 1) les énergies renouvelables (panneaux solaires, éoliennes, biocarburants) y domineraient; 2) l'énergie serait surtout captée grâce à de vastes espaces de surface (plutôt que souterrains); 3) les énergies fossiles seraient partiellement remplacées par de l'électricité et de nouveaux carburants (hydrogène, biocarburants); 4) l'électricité deviendrait le principal vecteur énergétique. Par contre, dans ces implications matérielles plus vastes, ce système énergétique serait similaire à celui qu'il vise à dépasser sur aux moins trois aspects : 1) son métabolisme, reposant ultimement sur des ressources non renouvelables, y serait toujours linéaire et non circulaire, en raison de la forte demande extractive pour les diverses infrastructures énergétiques (panneaux solaires, éoliennes, lignes électriques, batteries, électrolyseurs, gazoducs, ports, dispositifs de captage du carbone) et serait, d'un point de vue énergétique, porté à subir des pressions à la hausse, associées à la production de l'hydrogène, des biocarburants et des dispositifs de CCUS ; 2) sa dimension géologique (sa dépendance envers l'extraction souterraine) ne serait pas remplacée par l'exploitation énergétique des surfaces, mais cette dernière s'ajouterait à la première; 3) du point des attentes du reste de l'économie capitaliste, ce système énergétique pourrait continuer à fournir de l'énergie polyvalente, contrôlable et abondante, en tout temps, en tout lieu.

Ainsi, cette transition ne devrait ébranler en rien les caractéristiques du régime d'énergie hérité de la période fossile. L'architecture d'ensemble de ce régime, au lieu de reposer sur les carburants fossiles pour satisfaire ces attentes d'abondance, de densité, de mobilité, de contrôlabilité et d'intemporalité s'appuierait désormais sur l'hydrogène, ses dérivés, les biocarburants et les

batteries stationnaires. Si l'intemporalité de la consommation énergétique est maintenue partiellement grâce au stockage électrique, une partie substantielle serait assurée grâce au stockage de l'hydrogène, de ses dérivés et des biocarburants. Pour ce qui est de la densité, de la mobilité, de la polyvalence et de contrôlabilité, elles seraient toutes maintenues également grâce à l'hydrogène et aux biocarburants. Ces carburants constituent la clé de voûte sans quoi la conversion du système énergétique serait impensable selon les normes socio-économiques de l'IEA. Autrement dit, aux yeux de l'IEA, les limites spatio-temporelles des énergies renouvelables ne représentent pas une véritable menace pour la préservation de la structure économique capitaliste dans la mesure où elles sont surmontées par la production de nouveaux carburants. Par conséquent, il semble que l'électrification directe, dans la mesure où elle s'opère dans les contraintes de l'économie capitaliste, serait toujours limitée par les contraintes de maintien de l'intégrité du régime, qui exigerait d'une manière ou d'une autre une forme énergétique stockable.

Avec la voie proposée par l'IEA, la possibilité d'une transition énergétique à l'échelle internationale sans sortie du capitalisme semble *a priori* envisageable. En défendant à la fois la carboneutralité et le maintien de « l'économie de marché » capitaliste, l'IEA offre une objection sérieuse à la thèse du lien inextricable entre capitalisme et énergies fossiles. En analysant cette proposition formulée par une organisation de l'élite des pays capitalistes, nous avons pu mieux comprendre quelles sont les attentes de l'économie capitaliste dans son ensemble en matière de besoins énergétiques, avec ses contraintes d'usage spécifiques.

7.7 Conclusion de la section 2 : comparaison des plans du GIEC et de l'IEA

Notre analyse des plans de transition du GIEC et de l'IEA révèle quels sont les principes normatifs et les implications matérielles qui doivent guider les politiques énergétiques à l'échelle globale. Malgré leur mode d'organisation et leur structure bien différente, les deux organisations convergent sur un très grand nombre de recommandations.

Les deux organisations tendent à modéliser des trajectoires énergétiques basées sur le paradigme de la croissance économique (Schmelzer, M., 2015). Ils donnent à ce titre une place privilégiée à l'optimisation des coûts, à la sélection par le marché et aux changements technologiques. Cependant, tandis que l'IEA accorde une place privilégiée au critère de la sécurité énergétique, et

par le fait même au maintien de l'intégrité d'une certaine configuration du régime énergétique favorable au capitalisme, le GIEC considère une plus grande diversité de critères et témoigne d'une ouverture à concevoir la transition à partir de la perspective de la satisfaction des besoins et de formes de sobriété.

De manière significative, les deux organisations accordent un rôle central à l'État dans son rapport aux transformations économiques. L'IEA, par ses recommandations types de politiques industrielles vertes, semble s'écarter du paradigme néolibéral, en favorisant économiquement, par des interventions politiques, certaines filières énergétiques. De son côté, le GIEC, en insistant sur la nécessaire planification et coordination dans le processus de transition, remet implicitement en question l'organisation de cette transition par la dynamique chaotique du marché. Ces idées tendent à souligner le rôle central de l'État à la fois dans la modernisation écologique, mais aussi dans le rôle de garant de l'approvisionnement énergétique pour la stabilité de l'économie capitaliste.

D'un point de vue matériel, pour les deux organisations, la transition doit passer principalement par l'énergie solaire et l'énergie éolienne. Dans les recommandations de l'IEA, la part que le solaire et l'éolien prend dans la production électrique (70 %) se situe dans la fourchette haute des scénarios du GIEC (40 à 80 %). La place accordée au nucléaire est également similaire, puisque l'IEA prévoit 8 % de la production électrique à partir du nucléaire, tandis que la médiane des scénarios du GIEC se situe autour de 7 %. Quant à la bioénergie, sa contribution serait d'un cinquième de l'énergie primaire (22 % pour l'IEA, médiane de 21 % pour les scénarios du GIEC). La transition devrait également éviter une dévalorisation trop rapide des actifs des carburants fossiles, notamment en ouvrant la porte à des technologies de capture du carbone. Les scénarios du GIEC prévoient un maintien de 25 à 40 % de carburants fossiles dans l'énergie primaire (GIEC, 2022, p.698), tandis que l'IEA en prévoit 22 %. Ainsi, autant le GIEC et l'IEA écartent les scénarios reposant sur 100 % d'énergie renouvelable (Breyer *et al.*, 2022), les deux pour des raisons principalement économiques et non techniques. Enfin, les principales caractéristiques du régime énergétique ne pourraient être maintenues sans le recours à diverses formes de stockages, mais surtout à des quantités significatives de biocarburants et d'hydrogène. L'IEA comme le GIEC insiste sur les qualités de polyvalence, de densité, de transportabilité, de disponibilité temporelle, de complémentarité et de substituabilité de ces carburants alternatifs. Elles constituent des pièces maîtresses pour la stabilité du système électrique, mais aussi des compléments à l'électricité, en particulier pour certains

usages industriels et les transports lourds. Faire reposer la transition uniquement sur l'électricité du soleil et du vent semble inenvisageable pour les deux organisations.

Ces convergences s'expliquent évidemment par un certain consensus établi dans la communauté scientifique sur les moyens de réaliser la transition énergétique. Elles découlent évidemment du recours aux IAM comme principal outil contribuant à faire de la transition une abstraction régulatrice quantifiée et relativement étroite, comme nous l'avons vu dans notre cadre théorique (section 1.3.4). Elles s'expliquent aussi par les nombreuses références du GIEC aux documents de l'IEA (1159 occurrences dans le 6^e Rapport d'évaluation du Groupe III contre 208 pour l'IRENA), ce qui confirme une fois de plus la grande légitimité de l'IEA à l'échelle internationale dans la communauté scientifique. Enfin, comme nous l'avons défendu, bien que le GIEC ne soit pas explicitement porté à la défense des intérêts capitalistes, du moins pas avec la même intensité que l'IEA, il n'en demeure pas moins que sa structure, ses méthodes et référents tendent à favoriser une forme de statu quo socioéconomique, de manière similaire à l'orientation de l'IEA.

Cela étant dit, les recommandations du GIEC se distinguent de celles de l'IEA sur au moins trois dimensions importantes. En concevant la transition et le système énergétique de manière holistique, les auteurs du GIEC évitent de concevoir la transition seulement comme un ensemble de mesures technico-économiques, et considèrent mieux ses dimensions sociales et institutionnelles inhérentes. Cette ouverture relève très certainement de son ouverture récente aux sciences sociales. Ultimement, cela a en particulier pour conséquence de mieux considérer les mesures sociales visant une réduction de la demande énergétique sans changements technologiques et même à considérer un scénario principalement fondé sur une faible demande énergétique. À l'inverse, tout en faisant une place à certains « changements comportementaux », l'IEA leur réserve une place marginale. Principalement porté à la défense de changements d'ordre technologique, l'IEA mise davantage sur le maintien d'une consommation énergétique à un niveau relativement élevé, soit à 340 EJ d'énergie finale. Si cette quantité se situe dans la fourchette basse de l'écart interquartile des scénarios évalués par le GIEC (325 à 540 EJ), elle demeure bien plus élevée que le scénario d'une faible demande sur la base duquel a été élaboré l'IMP-LD (Grubler *et al.*, 2018) et deux fois plus élevé que le scénario qui minimise la consommation d'énergie tout en garantissant une « vie décente » (Millward-Hopkins *et al.*, 2020). L'IEA semble ainsi se porter davantage à la défense des rapports sociaux de production et de consommation énergivore, puisqu'une chute radicale de

la consommation énergétique paraît difficilement compatible avec la poursuite de l'accumulation capitaliste. Remarquons par ailleurs que le GIEC ne défend pas une position diamétralement opposée, puisque les scénarios de chute radicale de la consommation sont traités comme marginaux et excentriques, au regard de leur écart à la médiane des scénarios considérés. Tout en soulignant qu'une réduction de la consommation rendrait la transition plus facile, le rapport du GIEC ne va pas jusqu'à défendre une approche centrée sur la satisfaction des besoins afin d'établir le niveau minimal de besoins énergétiques (Millward-Hopkins *et al.*, 2020).

Sur le degré d'électrification, le scénario de l'IEA, avec 50 % d'électricité dans la consommation finale, semble se situer dans la fourchette basse des scénarios évalués par le GIEC. Puisque la proportion réservée aux diverses formes de bioénergies est similaire pour l'IEA et le GIEC, le faible degré d'électrification du scénario de l'IEA se traduit par une plus grande place accordée à l'hydrogène et ses dérivés. Tandis que le GIEC évalue que l'écart interquartile des différents scénarios pourrait mener de 1 à 6 % d'hydrogène dans la consommation énergétique finale en 2050, le scénario 2021 de l'IEA tablait sur une proportion de 11 %. Même si cette quantité a été revue à la baisse dans le scénario 2023 (8 %), les recommandations de l'IEA se situent encore dans les scénarios les plus élevés du GIEC en termes de maximisation de l'usage de l'hydrogène. Dans sa propre comparaison avec les scénarios du 5^e Rapport d'évaluation du GIEC (2018) établi en 2021, l'IEA prévoit une consommation finale d'hydrogène de 33 EJ contre 18 EJ pour la médiane des scénarios du GIEC (IEA, 2021a, p. 63). Cette différence illustre certainement l'appui significativement plus fort de l'IEA au développement de l'hydrogène et tend à nous suggérer que l'hydrogène constitue très certainement une composante clé de la « sécurité énergétique », telle que définie par l'IEA, et par le fait même une transformation indispensable au maintien des conditions de l'accumulation capitaliste. Comme nous l'avons vu, l'hydrogène a le potentiel de maintenir à la fois des actifs, mais également l'ensemble des rapports de production et de consommation de l'économie capitaliste globale, en raison même de ces qualités particulières en tant que valeur d'usage conforme au régime énergétique hérité de l'ère fossile.

Pour raffiner notre compréhension de ce lien entre énergie et capitalisme à partir d'un contexte sociopolitique situé, nous nous tournons maintenant, dans notre prochain chapitre, vers notre étude de cas, où nous analyserons le point de vue de la principale organisation de la classe capitaliste, dans un des pays parmi les plus avancés sur la voie de la transition énergétique.

SECTION 3 : LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE CAPITALISTE DE L'ALLEMAGNE

CHAPITRE 8

La transition énergétique et la classe capitaliste en Allemagne

Maintenant que nous avons une vision plus précise des principales recommandations quant aux orientations que doit prendre la transition énergétique à une échelle internationale afin de maintenir le régime énergétique héritée de l'ère fossile, nous nous penchons maintenant sur le cas de l'Allemagne. Cette étude de cas permet d'étudier la transition au niveau où elle s'opérationnalise par des politiques publiques, soit à l'échelle de l'État-nation. Elle brosse un portrait plus en profondeur, avec davantage d'observations et de détails, de la trajectoire singulière d'un État capitaliste dans lequel l'option « décarbonée » de l'énergie nucléaire a été exclue, forçant le développement énergétique vers les énergies renouvelables variables (solaire et éolien). Ce cas nous permet d'intégrer l'histoire socio-économique et les développements observables des politiques énergétiques à une compréhension de la transition comme projet. Le cas de l'Allemagne a ceci d'intéressant que ce sont des compromis sociopolitiques qui ont forcé le développement des énergies renouvelables variables en même temps qu'ils ont fermé la voie à l'approvisionnement nucléaire : la tension entre les contraintes spatio-temporelles des énergies renouvelables (solaire et éolien) et les exigences du régime énergétique hérité de la période fossile peut ainsi y être observée pour elle-même. Aucune ressource hydroélectrique abondante ni centrale nucléaire ne se présente comme des voies alternatives à la trajectoire allemande de sortie des carburants fossiles.

Nous détaillons dans ce chapitre les principes normatifs qui doivent guider la réalisation de la transition énergétique telle qu'elle est envisagée par l'association patronale industrielle allemande BDI. À travers l'analyse critique de ce point de vue de la classe capitaliste sur la transition, nous identifions les exigences de l'accumulation capitaliste envers la valeur d'usage des marchandises énergétiques.

Avant de déployer notre analyse des principes normatifs de la transition selon BDI, nous présentons brièvement les principaux moments historiques charnières du déploiement des énergies renouvelables en Allemagne, en nous concentrant sur les principales politiques énergétiques (section 8.1) et leurs résultats généraux (section 8.2). Nous précisons en particulier l'évolution

historique du positionnement politique de la classe capitaliste allemande dans les débats sur l'énergie (section 8.3).

À partir de la section 8.4, nous nous appuyons sur une analyse thématique de contenu (Bardin, 2013) effectuée sur les principaux documents pertinents publiés par BDI (voir chapitre 2), à partir de nos questions directrices. Au fur et à mesure de l'explicitation des recommandations de BDI concernant l'énergie, nous proposons une analyse critique à partir de notre cadre théorique au croisement de l'économie écologique et du marxisme écologique, c'est-à-dire en nous concentrant sur les contraintes à l'accumulation et des dimensions thermodynamiques des choix énergétiques (voir chapitre 2). Lorsque cela se trouve pertinent, nous rendons compte des possibles convergences ou divergences avec les politiques publiques déjà mises en place par le gouvernement fédéral.

Le chapitre 8 constitue la première partie de notre étude détaillée et porte un regard plus général sur la transition. Il sera complété par le chapitre 9, qui se concentre sur l'analyse des dimensions matérielles la transition souhaitée par BDI, c'est-à-dire l'ensemble des transformations du système énergétique (sources, convertisseurs, usages) dans leurs dimensions matérielles et socioécologiques.

8.1 La transition énergétique allemande comme politiques d'État

Conformément à notre cadre théorique (section 2.3.4), il faut distinguer ici la *transition énergétique* comme l'ensemble des tentatives intentionnelles de contrôle politique de l'énergie et la *transformation énergétique*, entendue comme processus plus vaste qui dépasse les politiques publiques. Nous traiterons en premier lieu des politiques publiques et de leurs intentions, avant d'établir le portrait plus global des transformations énergétiques, qui constituent seulement en partie le résultat de ces politiques.

8.1.1 Les politiques pour les énergies renouvelables (1990-2023)

La première politique de tarifs de rachat d'électricité (*feed-in tariffs*) visant à encourager la production d'énergie renouvelable fut établie en janvier 1991. Cette loi a favorisé le développement de petites unités de production d'hydroélectricité, encouragé la production d'énergie renouvelable

décentralisée à petite échelle (avec la participation de particuliers et d'initiatives citoyennes) et scellé la fin de l'expansion nucléaire (aucun autre réacteur nucléaire ne fut construit depuis 1986). C'est toutefois en 2000 que le développement des énergies renouvelables atteint un point tournant en Allemagne, lorsque le gouvernement SPD-*Grünen* instaure un programme de sortie du nucléaire (prévue pour 2022⁸²), la Loi sur les énergies renouvelables (*Erneuerbare Energien Gesetz*, EEG) et un programme pour stimuler l'installation des panneaux solaires sur les toits. Cette politique a été cruciale pour l'expansion rapide des énergies renouvelables en Allemagne et même ailleurs dans le monde (par les exportations allemandes d'infrastructures d'énergie renouvelable). L'EEG a subi de nombreuses modifications durant les deux dernières décennies qui ont d'abord accéléré le déploiement des énergies renouvelables, puis ralenti son rythme. En 2021, à la suite d'un jugement de la Cour constitutionnelle (*Bundesverfassungsgericht*), le gouvernement Merkel s'est engagé à devenir carboneutre d'ici 2045 (plutôt qu'en 2050) (Lepesant, 2022). En 2022, le nouveau gouvernement de coalition (SPD, FDP et *Die Grünen*) a engagé la réforme de l'EEG afin de s'assurer que 80 % du mix énergétique soit de sources renouvelables d'ici 2030, tout en prévoyant une croissance de la consommation électrique de 600 TWh à 800 TWh (en raison des besoins industriels, de la production de chaleur et de la mobilité électrique). En 2023, le nouveau programme d'action climatique prévoit une décarbonation totale du système électrique d'ici 2035. Les cibles des nouvelles capacités électriques sont de 115 GW pour l'éolien terrestre (pour lequel 2 % du territoire a été réservé), de 215 GW pour les panneaux solaires et de 30 GW pour l'éolien *off-shore* (70 GW d'ici 2045) (Wettengel, 2023b).

8.1.2 La sortie du nucléaire (2011)

De manière concomitante, la politique de sortie du nucléaire connut plusieurs revirements au cours de cette même période en raison de l'évolution des rapports de force et de leur traduction dans les institutions étatiques (Sander, 2016, p. 217). Suite à une campagne des centrales nucléaires qui voyaient leur rentabilité durablement entamée par les énergies renouvelables (Haas, T., Herberg, *et al.*, 2022), la sortie du nucléaire fut repoussée en 2010 par le gouvernement Merkel. Les opérateurs nucléaires présentaient le nucléaire comme un « pont central » dans la réalisation d'un système

⁸² Pour les militants écologistes, ce programme fut considéré comme une trahison, car il reportait trop loin la sortie du nucléaire et ouvrait la possibilité d'une renégociation des échéances en cas d'élection d'un gouvernement conservateur.

énergétique décarboné, opposant la stabilité des réacteurs nucléaires à l'intermittence des énergies renouvelables. Suite à une vaste mobilisation sociale amorcée en 2009 et amplifiée suite à la catastrophe de Fukushima (11 mars 2011) (Haas, T., 2017, p. 179), le gouvernement fut contraint de revenir au calendrier initial de fermeture des centrales nucléaires, arrêtant dans l'immédiat 8 des 17 réacteurs nucléaires (le dernier réacteur s'est arrêté en avril 2023). Ce virage politique a 180 degrés scella de manière définitive le consensus politique et social sur l'exclusion du nucléaire de la transition énergétique⁸³. Étant donné que les centrales nucléaires ont été fermées⁸⁴ dans une période de relative surcapacité sur le marché électrique allemand et européen, l'effet économique de ces fermetures fut presque imperceptible. Dans l'anticipation des fermetures de centrales nucléaires, dont l'annonce avait déjà été faite en 2000, les gros producteurs avaient déjà construit de nouvelles centrales alimentées aux sources d'énergie fossiles (Kunz *et al.*, 2018), dirigeant entre 2010 et 2015 80 à 87 % de leurs investissements dans les centrales au charbon (Sander, 2016, p. 217).

8.1.3 La sortie du charbon (2020)

La production électrique au charbon a elle commencé à être véritablement contestée à partir des années 2010. Suite à la pression des mouvements sociaux, la construction d'une douzaine de centrales au charbon a été empêché (Haas, T. et Sander, 2016). La poursuite des actions du mouvement climatique, notamment les actions de blocage des sites d'extraction et de combustion du charbon par le mouvement *Ende Gelände* depuis 2015, a forcé la tenue la commission sur la sortie du charbon (*Kohleausstieg*). Cette démarche a abouti à l'établissement d'une loi le 3 juillet 2020 qui doit mettre fin à l'utilisation du charbon d'ici 2038 au plus tard. Cette échéance, trop tardive pour remplir les obligations de l'Accord de Paris, ne représentait pas moins une étape importante dans l'abandon progressif du charbon (Haas, T., 2020). De 44 GW en 2019, les capacités nominales des centrales au charbon doivent être réduites à 17 GW d'ici 2030. En 2021, la coalition

⁸³ En 2012, le PDG de RWE annonce que son entreprise ne construira plus de nouvelles centrales nucléaires à l'extérieur de l'Allemagne également. Siemens annonce également son retrait de la filière nucléaire en automne 2011.

⁸⁴ Contrairement à la France qui a démantelé ces centrales thermiques après les avoir fermés, il semble que l'Allemagne ne procède pas au démantèlement de ces centrales thermiques fermées ni à celles des installations nucléaires pour le moment, lui permettant de réactiver à brève échéance ces installations en cas de nécessité. Thomazo, P. (2023). Les errements politiques et idéologiques de la transition énergétique en Allemagne. *Allemagne d'aujourd'hui*, 246(4), 17-21. <https://doi.org/10.3917/all.246.0017>

gouvernementale a toutefois précisé que cette sortie devant « idéalement » être complétée d'ici 2030. En revanche, cette politique a déjà connu certaines ratées, puisque le gouvernement a permis la réactivation de centrales au lignite dès octobre 2022, dans le contexte de la flambée des prix du gaz fossile liée à la Guerre en Ukraine⁸⁵ : un accord signé par le gouvernement avec RWE a autorisé, au nom de la sécurité énergétique, la réouverture des mines de Lützerath (et ainsi la destruction du village) en contrepartie du maintien de cinq autres hameaux de la région et de la fermeture des centrales de Rhénanie du Nord-Westphalie d'ici 2030 (plutôt que 2038)⁸⁶ (Bindman, 2023; Kyllman, 2022).

8.1.4 La stratégie de l'hydrogène (2020-2023)

Afin d'assurer la décarbonation des secteurs plus difficiles à électrifier, le gouvernement allemand prévoit accélérer la production d'hydrogène « bas-carbone » et devenir un chef de file en la matière. Le gouvernement allemand a promulgué sa première Stratégie nationale en 2020 sous la gouverne d'Angela Merkel (*National Wasserstoff Strategie*, NWS), en même temps que l'Union européenne intégrait la sienne à son *Green Deal*. En Allemagne autant que dans le reste de l'Europe, les projections étatiques suggèrent que les besoins domestiques en hydrogène ne pourront être couverts que par des importations massives, en raison des limites de surfaces disponibles pour l'électricité renouvelable. En 2020, le projet *2X40 GW Europe*, développé par le lobby *Hydrogen Europe*, défend une production européenne de 40 GW doublée par une production importée de 40 GW, principalement en provenance de l'Afrique. En Europe, l'Allemagne est le pays le plus actif dans

⁸⁵ Principal fournisseur de gaz consommé en Allemagne, la Russie a réduit puis complètement cessé les exportations de gaz fossile dès septembre 2022. Ne pouvant être rapidement compensé par d'autres importations (puisque les infrastructures portuaires de GNL n'étaient pas prêtes), la part du gaz fossile dans le mix énergétique allemand est ainsi passé de 24 % à 12,5 % entre 2022 et 2023. La rupture des importations du gaz fossile provenant de la Russie a provoqué une hausse draconienne des prix du gaz et de l'électricité (dont le prix est indexé sur celui du gaz en raison de la configuration *pay-as-clear* du marché européen). Selon ce mécanisme, tous les producteurs d'électricité obtiennent le prix du dernier producteur dont l'électricité est achetée. Ce mécanisme favorise les énergies renouvelables, qui ont des coûts de production très bas. Cela a cependant pour effet de faire payer aux consommateurs le prix de l'électricité produite par le gaz, qui est systématiquement la dernière unité d'électricité vendue. En raison des turbulences sur le marché de l'électricité liées à la Guerre en Ukraine, l'Union européenne a amorcé un processus de réforme des mécanismes de ce marché. Parthie, S. (2023). L'approvisionnement énergétique de l'industrie allemande en 2023, *Allemagne d'aujourd'hui*, 246, 22-33. <https://doi.org/10.3917/all.246.0022>

⁸⁶ Cette décision contestée par le mouvement pour la justice climatique a été appuyée par le parti des Verts le 16 octobre 2022.

le développement de l'hydrogène vert et a déjà des ententes à ce sujet avec la République démocratique du Congo, le Maroc et le Canada.

Tandis que l'hydrogène vert devait être initialement privilégié, en 2023, le gouvernement a jugé indispensable au décollage du marché l'usage d'hydrogène « bas-carbone » autre que vert, d'abord et avant tout l'hydrogène provenant des déchets et du gaz naturel avec captage du CO₂ (hydrogène bleu). Prévoyant initialement une production d'hydrogène vert domestique à partir de capacités d'électricité renouvelable de 5 GW, afin de produire 14 TWh d'hydrogène (grâce à 20 TWh d'électricité) d'ici 2030, le gouvernement a doublé cet objectif en 2023 (minimum de 10 GW). Pour combler une demande projetée à 95 à 130 TWh en 2030⁸⁷, une stratégie d'importation a été annoncée afin de combler le plus gros de la consommation (50 à 70 %). Cette importation reposera d'abord principalement sur la voie maritime au moins jusqu'en 2030, notamment grâce à la reconversion des infrastructures de GNL (dont les nouvelles devront être *H2-ready*). Par la suite, cette importation reposera sur un vaste réseau de 4500 km de pipelines de gaz reconvertis (3000 km) et de nouvelles conduites d'hydrogène (1500 km) à travers l'Europe (*European Hydrogen Backbone*, dont 1800 km en Allemagne). Elle devra être organisée de telles façons à diversifier les sources d'approvisionnement en évitant les nouvelles formes de dépendances⁸⁸.

Si le gouvernement prévoit que l'hydrogène et ses dérivés seront indispensables dans l'industrie, les transports (poids lourds, avions⁸⁹, bateaux), il lui accorde également un rôle crucial pour le système électrique, afin de contribuer à la « sécurité d'approvisionnement énergétique ». Grâce aux centrales thermiques au gaz prêtes à accueillir (à faible coût de conversion) de l'hydrogène (*H2-ready*), l'hydrogène pourrait contribuer à produire de l'électricité lors de manque d'énergie renouvelable⁹⁰. Le gouvernement a lancé des appels d'offres pour la construction de 8,8 GW de

⁸⁷ Cette demande était évaluée à 90 à 100 TWh en 2020. Par ailleurs, cette demande inclut les dérivés comme l'ammoniaque, le méthanol ou les carburants synthétiques. Elle s'ajoute toutefois au 55 TWh d'hydrogène déjà consommé dans les procédés industriels en Allemagne, qui sont appelés à diminuer. En 2045, pour le seul secteur industriel, le ministère de l'économie et de la protection du climat prévoit de 290 à 440 TWh d'hydrogène.

⁸⁸ Comme pour le pétrole, le gouvernement considère même la nécessité de mettre en place des réserves nationales d'hydrogène.

⁸⁹ Comme convenu à l'Union européenne en septembre 2021, les États membres ont l'obligation de rendre disponible des carburants synthétiques pour le marché de l'aviation.

⁹⁰ Selon les prévisions du Ministère, la demande annuelle d'hydrogène pour le secteur de la conversion (électricité et chauffage) atteindra entre 80 et 100 TWh en 2034.

nouvelles centrales électriques à hydrogène et de 15 GW de centrales à gaz fossile dites « *H2-ready* » (BMWK, 2023a, 2023b). L'hydrogène se présente ainsi comme la forme énergétique permettant de garantir la continuité temporelle exigée par le régime énergétique dans le contexte d'une forte pénétration des énergies renouvelables variables.

8.2 La transformation énergétique comme processus social

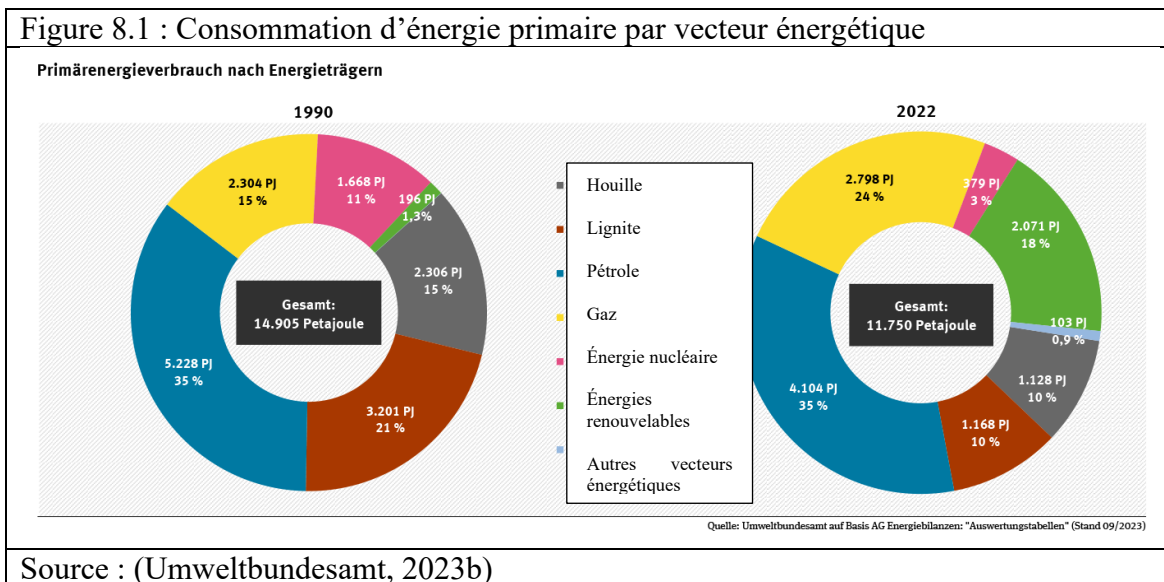
Le principal résultat de l'*Energiewende* demeure la forte pénétration des énergies renouvelables dans le mix *électrique* au-delà des objectifs que s'étaient fixés les autorités allemandes (Delair et Pellerin-Carlin, 2021). Pour la première fois en 2020, les énergies renouvelables produisaient plus d'électricité que les carburants fossiles. Cette croissance, certes lente et marquée par des ralentissements, a peu d'équivalents dans l'histoire de l'énergie, si ce n'est le développement record de la filière nucléaire en France entre 1980 et 1990 (de 23 à 75 % du mix électrique). Entre 1990 et 2012, les taux de croissance annuels des capacités de l'électricité renouvelable étaient toujours au-dessus de 16 %, avec une moyenne annuelle de 27 % dans la phase de lancement de l'EEG (entre 2000 et 2005). Ce taux de croissance a chuté à 7 % à partir de 2013, suite à des changements graduels à l'EEG qui ont fait passer le mode de financement du principe *feed-in-tariffs* vers l'imposition graduelle des mécanismes du marché (Leiren et Reimer, 2018). Les panneaux solaires ont connu le plus grand ralentissement, passant de 31 % à 8 % de croissance annuelle entre 2012 et 2013, puis jusqu'à 3 % de croissance seulement en 2014 et 2015. Après avoir connu plusieurs années avec des taux de croissance supérieurs à 10 %, les éoliennes sur terre ont vu leur taux de croissance chuté à 4 % en 2018, surtout en raison des conflits territoriaux liés à leur installation (Lepesant, 2022).

Entre 1990 et 2007, la difficulté de faire croître la part des énergies renouvelables s'explique en partie par la croissance continue de la consommation d'électricité. Il faudra 2005 pour qu'elle occupe plus de 10 % du mix électrique. Durant cette période, aucun effet de substitution significatif n'est observable entre les énergies fossiles et les énergies renouvelables dans le mix électrique. Les statistiques présentent plutôt un effet d'addition. Seule la part du nucléaire chute significativement à partir du début des années 2000, à la suite de la première loi visant la fermeture des centrales nucléaires. Une substitution s'opère par ailleurs entre les différentes énergies fossiles, puisque le gaz fossile a crû de 150 % entre 1990 et 2022, principalement au détriment de la houille. Il a fallu

attendre l'année 2011 pour que la croissance des énergies renouvelables surpasse en rapidité la croissance de la consommation électrique (Deshaies, 2014). Cette année-là, les énergies renouvelables passent le cap des 20 % de la production électrique, puis gagnent 10 points de pourcentage tous les 4 ans (31,4 % en 2015, 42 % en 2019).

Un des effets pervers de la politique énergétique a été la croissance de l'électricité provenant du charbon et du gaz. Si la consommation allemande de charbon a progressé sur la période 2009-2013, elle a ensuite fortement chuté, étant presque divisée par deux en termes absolus entre 2013 et 2020 (Delair et Pellerin-Carlin, 2021). En 2022, la part du charbon (houille et lignite confondus) et du gaz dans le mix électrique s'établissait toujours à 45 % (Destatis Statistisches Bundesamt, 2023b). La sortie graduelle du nucléaire, établi en 2000 et réitérée en 2011, et la réduction de l'usage de la houille aurait beaucoup bénéficié au gaz (Köppel et al., 2019).

Figure 8.1 : Consommation d'énergie primaire par vecteur énergétique



L'autre effet significatif des politiques favorables aux énergies renouvelables a été la croissance de l'usage énergétique de la biomasse. Encouragée par des aides publiques depuis les années 1990, la biomasse (bois, produits agricoles, résidus et déchets biogéniques⁹¹) représente la plus importante

⁹¹ Les résidus et déchets biogéniques sont au 2/3 utilisés pour des besoins énergétiques, dans des centrales fonctionnant au biogaz ou pour l'incinération de bois de post-consommation comme combustibles solides. Szarka, N., Haufe, H., Lange, N., Schier, F., Weimar, H., Banse, M., Sturm, V., Dammer, L., Piotrowski, S. et Thrän, D.

des énergies renouvelables, soit 51,4 % de la consommation d'énergie primaire renouvelable en 2020 (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe BGR, 2022, p. 23). 20 % de la biomasse ligneuse et 18,8 % de la biomasse agricole (surtout du maïs) sont consacrés à des besoins énergétiques (Szarka *et al.*, 2021; Wang et Haller, 2024). Cette biomasse est pour l'essentiel utilisée pour la production de chaleur (bois pour les deux tiers), mais une partie significative est également destinée aux transports sous forme de biocarburants (bioéthanol et biodiesel mélangés aux produits pétroliers) et, depuis les années 2000, à l'industrie (sous forme de biogaz et de biométhane), ainsi qu'à la production électrique (8 % du mix électrique en 2020).

Toutefois, les secteurs industriels, du chauffage et du transport ont été moins touchés par les transformations des sources énergétiques. Pour le moment, la trajectoire allemande se présente surtout comme une transition électrique (*Stromwende*) plutôt qu'une véritable transition énergétique (*Energiewende*) (Haas, T. et Sander, 2016; Lepasant, 2022) : en 2022, l'Allemagne n'affiche encore que 18 % de la consommation d'énergie finale en provenance des énergies renouvelables (voir Figure 8.1). Entre 1990 et 2022, malgré une baisse de la consommation énergétique primaire (à interpréter avec un certain bémol en raison des conséquences de la réunification allemande), la part du pétrole dans la consommation d'énergie primaire est restée la même (35 %), tandis que celle du charbon a chuté au profit des énergies renouvelables, mais aussi du gaz fossile (de 15 à 24 %) (Umweltbundesamt, 2023b). Comme on peut le voir dans la figure 8.2, à l'exception de l'électricité, les énergies renouvelables n'ont réussi à gruger qu'une part marginale dans la production de chaleur (18,2 %), encore plus dans les transports (6,9 %).

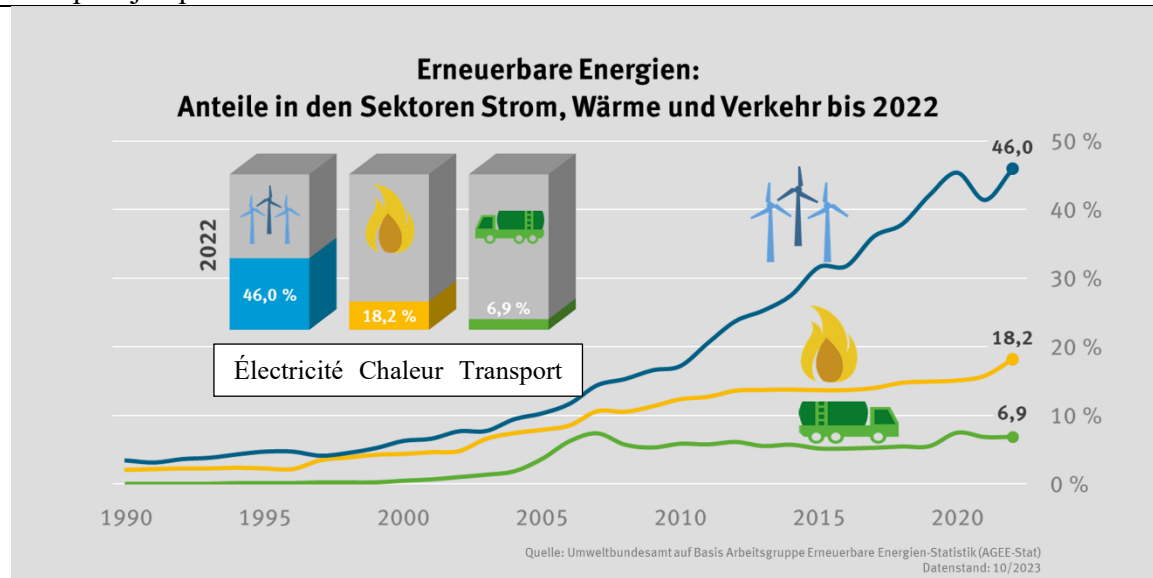
En 2021, l'Allemagne était le huitième consommateur mondial de gaz fossile, qu'elle utilisait principalement pour le chauffage, la production électrique et les procédés industriels. Cette source d'énergie a cru significativement dans le mix énergétique depuis les années 1990 pour devenir la deuxième source d'énergie primaire du pays. Cela n'a pu qu'être possible qu'à partir d'importations massives de gaz naturel provenant principalement des Pays-Bas, de la Russie (en

(2021). Biomass flow in bioeconomy: Overview for Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 150, 111449. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111449>

particulier grâce au gazoduc Nord Stream 1 inauguré en 2011 et opérationnel jusqu'en 2022⁹²) et de la Norvège.

Quant au pétrole, elle est la principale composante du mix énergétique allemand et a toujours été presque entièrement importée, d'abord surtout du Moyen-Orient (jusqu'aux années 1980), puis d'autres pays européens, d'Afrique et de Russie (jusqu'en 2022). Dixième importateur mondial de pétrole, l'Allemagne le consomme dans les transports et la machinerie lourde. Cette prégnance du pétrole s'explique principalement par la croissance d'après-guerre en grande partie tirée par l'industrie automobile, composante significative du *Modell Deutschland* et de la norme de consommation du compromis fordiste et post-fordiste. Le parc automobile est passé de 500 000 voitures en 1950 à 16,5 millions en 1975 en l'Allemagne de l'Ouest, pour atteindre 50 millions en 2015 (Haas, T., 2020).

Figure 8.2 : Énergies renouvelables : part dans les secteurs de l'électricité, de la chaleur et du transport jusqu'en 2022



Source : (Umweltbundesamt, 2023a)

⁹² Le gazoduc Nord Stream 1 a considérablement augmenté la dépendance de l'Allemagne envers les importations de gaz russe à partir de la fin des années 2010. Le gazoduc Nord Stream 2 devait accélérer cette tendance, mais, sous la pression des États-Unis, l'Allemagne a accéléré la construction des terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL) afin de favoriser une diversification des approvisionnements. Depuis septembre 2022, suite à la Guerre en Ukraine et aux attaques contre les gazoducs, les livraisons de gaz en provenance de la Russie ont cessé.

8.2.1 Tensions socio-économiques de l'*Energiewende*

Plusieurs enjeux et contradictions ont émergé dans le développement et les conséquences de l'*Energiewende*. Ils concernent la question de la propriété et des parts de marché, la question du coût financier de la politique énergétique et l'enjeu des contraintes sociogéographiques.

Sur le plan de la concentration de la propriété, avant la mise en œuvre de l'*Energiewende*, le paysage énergétique allemand était dominé par les « *großen Vier* », les grandes corporations RWE, E.On, Vattenfall et EnBW, résultat de la libéralisation du marché de l'électricité des années 1990 (Haas, T., Herberg, *et al.*, 2022). Au début des années 2000, après une série de fusions, ces quatre entreprises détenaient 80 % du marché électrique, la part restante étant répartie entre les services publics municipaux (*Stadwerke*) et l'autoproduction industrielle (Matthes, 2017)⁹³. Ces grandes compagnies d'électricité œuvraient surtout dans les filières des centrales thermiques alimentées au charbon et à l'énergie atomique. Lors de la mise en place des premières politiques favorables aux énergies renouvelables, les grandes compagnies ont toléré la politique des tarifs de rachat pour les énergies renouvelables (EEG), car elles estimaient que ces énergies ne dépasseraient jamais les 10 % de la production électrique (C.Aykut et Gaudillière, 2022) et parce que les taux de rendement étaient jugés trop faibles (Leiren et Reimer, 2018). Ainsi, ce sont essentiellement les petites entreprises locales et les initiatives citoyennes qui ont bénéficié du soutien financier de l'EEG : en 2014, elles possèdent la moitié des capacités de production. La croissance rapide des énergies renouvelables doit d'ailleurs beaucoup à cette participation active de la société civile⁹⁴ (Haas, T. et Sander, 2016). Vers 2017, les *großen Vier* n'avaient que 5 % des capacités renouvelables, tandis que, à titre comparatif, les municipalités en possédaient 7 % (Matthes, 2017). Cependant avec la mise en place des mécanismes de marché dans l'EEG, la part possédée par des initiatives citoyennes (personnes privées, coopératives) a été réduite à 30 % en 2020. Ce sont en effet les grandes compagnies qui ont profité de la fin de la politique de rachat à partir de 2016, comme le

⁹³ Le secteur électrique allemand est constitué d'environ 900 opérateurs de réseaux et d'environ 70 opérateurs de capacités électriques, dont beaucoup appartiennent à des administrations municipales, conformément à leur droit constitutionnel de maintenir des services publics. Matthes, F. C. (2017). Energy transition in Germany: a case study on a policy-driven structural change of the energy system. *Evolutionary and Institutional Economics Review*, 14(1), 141-169. <https://doi.org/10.1007/s40844-016-0066-x>

⁹⁴ Le nombre de coopératives énergétiques est passé de 77 à 754 entre 2005 et 2012. Haas, T. (2019a). Comparing energy transitions in Germany and Spain using a political economy perspective. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 31, 200-210. <https://doi.org/10.1016/j.eist.2018.11.004>

craignaient les écologistes et les associations des entreprises d'énergie renouvelable dans leur critique de la réforme de 2014 (Lepesant, 2022). La part des capacités d'électricité renouvelable dans les actifs de RWE est passée de 21 % à 33 % entre 2019 et 2022, tandis que celles de EnBW passaient de 32 % à 42 %. Du côté de E.On, elle a bondi de 2,7 % à 18 % entre 2020 et 2022 (Le Berre, 2023).

Sur le plan financier, l'essentiel du coût de l'*Energiewende* a de fait été supporté par les ménages à travers une contribution obligatoire sur le prix de l'électricité (*EEG-Umlage*). En 2003, le Bundestag, suite à la pression du puissant secteur industriel, a décidé que les industries à forte consommation d'électricité bénéficieraient d'un « régime spécial de compensation » (*Besondere Ausgleichsregelung*) et seraient exemptées de l'*EEG-Umlage*, afin de leur permettre de rester « compétitives » au niveau international. Cette exemption a été considérée comme importante pour maintenir le consensus politique et social sur l'EEG (Leiren et Reimer, 2018). Elle était surtout essentielle pour garantir des coûts de production bas pour les industries, grandes consommatrices d'énergie, dont le modèle d'affaires repose sur l'exportation, en particulier pour la puissante industrie automobile. En termes de prix à payer par les industriels pour accéder à cette nouvelle source d'énergie, la transition vers les énergies renouvelables ne semblait pas porter atteinte, du moins directement, aux profits des capitalistes. Entre 2013⁹⁵ et 2021, ce sont plus de 2200 entreprises qui ont bénéficié d'une exonération, dont la somme avoisine annuellement 5 milliards d'Euros (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2022; Haas, T., 2017, p. 203). Par ailleurs, dans la population, ce sont les ménages plus riches qui ont pu le plus bénéficier de cette politique énergétique, en faisant installer à bas coût des panneaux photovoltaïques sur leurs toits (Eyl-Mazzega et Salles, 2019), laissant une bonne partie de la population dans une situation de « pauvreté énergétique » (Haas, T. et Sander, 2016). Le surcoût a finalement été abolie le 1er juillet 2022 et le fardeau financier du développement des énergies renouvelables transféré au Fonds pour l'énergie et le climat (Bundesregierung, 2022b). En revanche, le gouvernement entrevoit toujours d'accorder d'importantes subventions pour couvrir les coûts de l'électricité du secteur industriel (ayant atteint en moyenne 24,86 centimes le kWh en 2023) (BDEW, 2023), sous prétexte d'éviter

⁹⁵ À partir des modifications de l'EEG de 2012, les exemptions pour les entreprises ont été élargies à de plus petites consommatrices (de 10 GWh par année à 1 GWh par année), ce qui a fait plus que doubler le nombre d'entreprises bénéficiaires (d'environ 700 à plus de 2000).

une désindustrialisation de l'Allemagne. En mai 2023, le ministre de l'Économie, Robert Habeck a signifié vouloir garantir un prix « transitoire » de l'électricité (*bridge electricity price*) pour les consommateurs industriels à une moyenne annuelle de 6 centimes € le kWh, soit bien en deçà de la moyenne de dix dernières années⁹⁶. Ces subventions représenteraient de 25 à 30 milliards € d'ici 2030 (Wettengel, 2023a). Les coûts importants de l'ensemble des politiques liées à la transition énergétique constituent par ailleurs un problème pour les finances publiques, d'autant plus important que la Cour constitutionnelle a réaffirmé en 2023 le caractère *constitutionnel* de l'austérité néolibérale (Streeck, 2014), en interdisant au gouvernement de lever le mécanisme de frein à l'endettement public afin de financer la transition (Kyllman et Wehrmann, 2023).

Sur le plan géographique, l'*Energiewende* a subi d'importants problèmes quant au transport de l'électricité et à l'installation des éoliennes sur le territoire. L'installation des éoliennes et des panneaux solaires s'est réalisée plus rapidement que la croissance du réseau électrique, causant des soucis pour l'évacuation des surplus électriques. Dans l'ensemble, la production d'électricité s'effectue surtout dans le Nord du pays, tandis qu'une grande partie de la consommation se fait dans le Sud, où la production à partir d'énergie renouvelable est plus difficile. Lors des périodes de pointes de production, l'excédent est soit endigué (*curtailement*), soit exporté dans les pays voisins (Autriche, Pologne, République tchèque), au risque de provoquer des interruptions de courant (*black-out*) en raison d'un engorgement des lignes (Salles, 2019). En 2022, 8 TWh d'électricité renouvelable ont été endigués (Kyllman, 2023). Depuis 2003, l'Allemagne est devenue un exportateur net, exportant chaque année plus d'électricité qu'elle n'en importe (Deshaies, 2014; Lepesant, 2022). Cette tendance serait liée à la nécessité de compenser les variations des énergies renouvelables par des centrales fossiles, qui malgré la quantité suffisante d'énergie renouvelable à certains moments de la demande, continueraient de fonctionner afin d'assurer une base constante (Salles, 2019, p. 11-12). Pour résoudre une partie de ce problème qui exigerait plusieurs milliers

⁹⁶ Les prix de l'électricité payés par les consommateurs industriels durant les dix dernières années sont très variables, en fonction des exemptions de taxes et de prélèvements dont peuvent se prévaloir certaines industries. Par exemple, en 2018, certaines industries pouvaient bénéficier du plus bas prix en Europe (5,1 centimes le kWh), tandis que d'autres payaient 17 centimes le kWh. Amelang, S. (2019). *Industry power prices in Germany: Extremely high – and low*. Clean Energy Wire. Récupéré le 28 novembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/industrial-power-prices-and-energiewende>

de kilomètres de lignes à haute tension⁹⁷, la construction d'une ligne de transmission vers le Sud de 700 km (*SuedLink*) a été amorcée en 2023 et devrait être achevée en 2028. La ligne de 4 GW, qui pourrait techniquement alimenter 10 millions de ménages en électricité (environ 10 % de la consommation du pays), sera en grande partie construite sous terre, à la suite nombreuses contestations des riverains affectés (Wehrmann, 2023). L'extension de ce réseau, de surcroît sous terre, se répercute de manière importante sur les prix de l'électricité.

Enfin, encore sur l'aspect géographique, l'occupation de l'espace pour les éoliennes a également créé un certain nombre de conflits territoriaux. Cela a eu pour effet un certain ralentissement de l'installation des parcs éoliens. L'opposition des riverains, relayée parfois par un durcissement des règles dans certains *Länder*, et les procédures bureaucratiques lentes auraient provoqué un ralentissement dans la croissance du secteur (Lepesant, 2022).

8.3 Positions de la classe capitaliste allemande concernant l'énergie

Les politiques énergétiques du gouvernement allemand font l'objet de débats publics au sein desquels intervient activement la classe capitaliste depuis leurs débuts. Elle n'a cependant pas toujours été unie dans ses positions. En suivant la perspective gramscienne d'analyse des rapports de pouvoir proposée par Haas et Sander (Haas, T., 2017; Sander, 2016), il est possible de repérer deux grands camps opposés dans les visions de la transition énergétique: le projet hégémonique « gris », attaché initialement aux centrales nucléaires et thermiques, et le projet hégémonique « vert », lié à l'émergence des énergies renouvelables.

Le projet hégémonique de la coalition verte vise un déploiement rapide des énergies renouvelables et, dans une certaine mesure, une relation moins destructrice à la nature. Il défend généralement un régime énergétique plus décentralisée. Les différents acteurs de ce projet vert se distinguent entre ceux qui mettent l'accent sur le nouveau technologique (modernisation écologique) et ceux qui défendent une transformation socioécologique profonde des relations de pouvoir et de la propriété. Parmi les grandes associations d'entreprises de ce courant, on retrouve la *Bundesverband*

⁹⁷ Selon BDEW, il faudrait 14 000 km de réseaux électriques supplémentaires. Livet, A. (2023). Fin de l'ère nucléaire : quel horizon énergétique se profile en Allemagne ? *Allemagne d'aujourd'hui*, 246(4), 33-44.
<https://doi.org/10.3917/all.246.0033>

Erneuerbare Energien (BEE), *Bundesverband Windenergie* (BWE) et la *Bundesverband Solarwirtschaft* (BSW). Les entreprises de ces associations ont grandement bénéficié des politiques d'exportations des technologies d'énergie renouvelable dès 2003 (*Exportinitiative Erneuerbare Energien*) (Haas, T., 2019a, 2020). Ce courant a aussi des racines dans la société civile, parmi les ONG environnementales, mais aussi les coopératives énergétiques, les investisseurs privés, les agriculteurs, certaines Stadtwerke, le syndicat IG Metall et au ministère de l'Environnement (BMUV). La vision centrale de cette fraction verte a été de défendre l'EEG et ses feed-in tariffs, la décentralisation du système énergétique, ainsi que la fin du nucléaire et du charbon (Haas et Sander, 2016).

La coalition grise rassemble de son côté BDEW, qui comprend tant les *großen Vier* que les entreprises du réseau électrique, BDI, des *think tank*, une grande partie des syndicats et, à l'intérieur de l'État, le ministère de l'Économie. De manière générale, la position des *großen Vier* a généralement été la plus radicale dans l'opposition à la transition énergétique, tandis que celle de BDI, moins directement concernée par la rentabilité des entreprises électriques, a surtout consisté à s'assurer d'un approvisionnement énergétique suffisant et à bas coûts, ayant en son sein également des entreprises pour lesquelles la transition représente des potentiels d'accumulation, en particulier dans l'ingénierie mécanique (Haas, T., 2017, p. 162)⁹⁸.

Présente dans les deux camps, la classe capitaliste est ainsi divisée entre des secteurs économiques aux modèles d'affaires concurrents. Cela étant dit, bien que certaines fractions du capital fassent partie du projet vert (essentiellement les entreprises d'énergies renouvelables), les plus gros joueurs du régime d'accumulation allemand, notamment le secteur industriel, sont restés attachés au projet gris. Cependant, depuis 2018, il est possible d'observer une plus grande adhésion, de la fraction grise du capital en faveur des objectifs climatiques (notamment Siemens⁹⁹ et BDI).

⁹⁸ Notamment la Verband des Deutschen Maschinen und Anlagenbaus (VDMA).

⁹⁹ Siemens est un cas exemplaire de ces développements. L'entreprise a des intérêts dans toutes les parties de l'approvisionnement électrique. Tandis qu'elle était longtemps leader du marché des technologies nucléaires, elle a commencé à se retirer de cette filière après Fukushima. Siemens s'est alors plutôt tourné vers la construction du réseau, et les centrales au gaz et au charbon. Elle est dans le marché renouvelable depuis 2004 avec sa division Siemens Wind Power. En 2011, elle possède 9,8 % du marché. Sander, H. (2016). *Auf dem Weg zum grünen Kapitalismus? die Energiewende nach Fukushima*. Bertz + Fischer.

À l'intérieur de ce bloc gris, il est possible de diviser le positionnement des capitalistes en cinq périodes depuis la Deuxième Guerre mondiale : 1) de 1945 à 1963, un soutien au charbon et au pétrole; 2) de 1963 à 1990 : un soutien au régime fossile-nucléaire; 3) de 1990 à 2010 : une tolérance aux énergies renouvelables; 4) de 2010 à 2018 : l'adhésion à la sortie du nucléaire et la tentative d'orienter le développement des énergies renouvelables; 5) depuis 2018, un soutien plus explicite aux énergies renouvelables et à l'objectif de carboneutralité.

Initialement attachée au charbon et au pétrole, la classe capitaliste allemande, autant les compagnies énergétiques, que l'association des ingénieurs et BDI, était réticente au développement de l'énergie nucléaire lors du lancement du premier programme nucléaire dans les années 1950. C'est seulement à partir de 1963 qu'elle va adhérer au développement de l'énergie nucléaire, comme complément au charbon et au pétrole, seulement à partir du moment où l'État allemand (de l'Ouest) avait établi les conditions pour sécuriser l'investissement privé dans cette filière. Dans les années 1990, les grands industriels (dont BDI) étant ainsi attachés à l'électricité produite à partir de centrales au charbon et d'énergie nucléaire, ils ont tenté de limiter la portée des premières politiques favorables aux énergies renouvelables (Sander, 2016, p. 123). Ils toléraient les énergies renouvelables, mais seulement comme source énergétique complémentaire, pensant de toute façon que la demande électrique allait augmenter, limitant tout effet réel de substitution. Du côté des consommateurs industriels, le principal souci restait celui de la sécurité de l'approvisionnement et des coûts. Ainsi, suite à l'introduction de l'EEG, les industries énergivores ont réussi à obtenir en 2003 un « régime spécial de compensation » (*Besondere Ausgleichsregelung*) et ainsi à être exemptées de l'*EEG-Umlage*, afin de leur permettre de rester « compétitives » au niveau international. Cette exemption a été considérée comme importante pour maintenir le consensus politique et social sur l'EEG (Leiren et Reimer, 2018). Elle était surtout essentielle pour garantir des coûts de production bas pour les industries, grandes consommatrices d'énergie, dont le modèle d'affaires repose sur l'exportation, en particulier pour la puissante industrie automobile. Au terme d'une série de changements provoqués par les pressions des entreprises allemandes, l'exemption du surcoût pour les entreprises s'est finalement étendue à plus de 2200 entreprises (Aykut et Evrard, 2017, p. 34-35). En termes de coûts, la transition vers les énergies renouvelables ne semblait pas porter atteinte, du moins directement, aux profits des capitalistes. En 2010, BDI a commencé à soutenir l'expansion des énergies renouvelables, sans que cela se traduise par un soutien unilatéral

à cette filière, puisqu'elle soutenait en même temps la construction de nouvelles centrales au charbon et le maintien du parc nucléaire.

Quant aux grands producteurs électriques, ils n'ont pas investi dans les énergies renouvelables parce que les taux de rendement étaient jugés trop faibles, s'intéressant surtout au charbon et à l'énergie nucléaire (Leiren et Reimer, 2018). Les taux de profits élevés dans ces filières leur faisaient envisager l'avenir avec confiance, prévoyant une croissance jusqu'en 2020, y compris la construction d'une trentaine de centrales au charbon (Haas, T., 2017, p. 158). Vers la fin de la décennie 2000, la stratégie des producteurs électriques a surtout consisté à défendre l'allongement de la durée de vie des centrales nucléaires (présentées comme bonnes pour la protection du climat) et a tenté de préserver les centrales au charbon par l'adoption de technologie de CCS, dont le projet de loi a finalement été rejeté en 2009 (Haas, T., 2017, p. 164-165).

Dans le débat sur la sortie du nucléaire (2009-2011), tandis que les *großen Vier* défendaient évidemment leurs investissements dans cette filière, les autres acteurs capitalistes se montraient plus ouverts à évacuer cette source énergétique. La Fédération allemande des industries de l'énergie et de l'eau (*Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft*, BDEW), traditionnellement favorable aux centrales nucléaires en raison des intérêts directs de ses principaux membres, a pris position pour une sortie du nucléaire au plus tard en 2023, contre l'avis des *großen Vier*. Elle demandait cependant en même temps que les centrales au charbon ou au gaz naturel deviennent le pilier à long terme de la politique énergétique et que la politique d'énergie renouvelable soit réorientée (Sander, 2016, p. 142-167). De son côté, BDI n'a pas activement lutté contre le moratoire sur les réacteurs nucléaires, mettant surtout en garde contre les coûts et la vitesse de la fermeture du parc nucléaire (Haas, T., 2017, p. 180).

À partir de 2011, en raison du pouvoir exercé par la fraction grise de la classe capitaliste, la vitesse et le caractère de l'*Energiewende* en sont venus à se conformer davantage aux attentes du régime d'accumulation allemand, c'est-à-dire surtout à la satisfaction des industries énergivores tournées vers l'exportation et de grands producteurs électriques (Haas, T., 2020). Après avoir échoué à prolonger la durée de vie des centrales nucléaires, les gros opérateurs électriques ont réussi à imposer leur agenda dans les politiques énergétique pour reconquérir la place dominante qu'ils avaient perdue avec la sortie du nucléaire. Entre 2010 et 2013, les *großen Vier*, n'ayant que peu de

capacités d'électricité renouvelables, ont perdu au total environ 6 points de leurs parts de marché et vu leur production d'électricité diminuée de 16 %. Pour la première fois de son histoire, E.ON a enregistré une perte de 2,2 G Euros en 2012. RWE comptabilisait quant à elle des pertes de 2,8 G Euros en 2013 (Haas, T., 2017, p. 186). Le spectre de la faillite planait sur les plus gros joueurs du secteur électrique.

Pour reconquérir leur place hégémonique, les *großen Vier* ont eu recours à deux stratégies. Leur première a consisté à modifier l'EEG de telles façons à ce qu'ils puissent établir des conditions de base qui leur soient favorables. Cela s'est traduit par des politiques qui ont favorisé les technologies centralisées, plus similaires à leurs modèles d'affaires traditionnelles, soit essentiellement les parcs d'éoliennes, en particulier *off-shore*. Cela a aussi pris la forme d'une défense des mécanismes de marché dans la politique d'énergie renouvelable, dans le but de favoriser les plus gros joueurs du marché. Lors de la réforme de l'EEG en 2014, ces grands producteurs ont fait pression sur le gouvernement pour qu'il mette en place le système d'enchères inversées au lieu des tarifs de rachat, afin de soumettre les installations renouvelables à la discipline de marché (Leiren et Reimer, 2018). Ils supportaient également les corridors de croissance (quotas) dans le déploiement des énergies renouvelables¹⁰⁰. Les entreprises RWE et E.ON ont également plus sérieusement investi le marché de l'électricité renouvelable et ont favorisé le développement des grands parcs éoliens *offshore*, plus conforme à leur modèle d'affaires (centralisé). E.ON a par exemple créé sa filiale dédiée aux énergies fossiles et au nucléaire (Uniper), puis s'en départit de ses dernières parts dans celle-ci en 2017, tout en rachetant à RWE la compagnie d'électricité renouvelable Innogy en 2018. Les grands producteurs électriques ont également défendu l'introduction d'un marché des capacités pour subventionner les centrales fossiles existantes qui n'étaient plus profitables, en soutenant que les énergies renouvelables étaient trop chères et volatiles (Haas, T. et Sander, 2016, p. 123).

Leur deuxième stratégie a consisté à attaquer la légitimité de l'EEG pour en ralentir et en limiter le déploiement, de telles sortes à maintenir le plus longtemps possibles la position favorable des centrales fossiles et nucléaires. Cela s'est principalement concrétisé par le débat sur la question des coûts de l'*Energiewende* (Sander, 2016, p. 226-227). Les acteurs capitalistes du bloc gris faisaient valoir que l'EEG était trop coûteux ou incompatible avec le système d'échanges de crédits carbone

¹⁰⁰ Elle s'opposait par ailleurs à la limite annuelle de 100 mégawatts pour l'électricité produite à partir de la biomasse

de l'UE (Haas, T. et Sander, 2016, p. 123). L'installation de panneaux solaires ayant connu une croissance fulgurante, la diminution des aides aux panneaux solaires (lois de 2010, 2011 et 2013) était par exemple largement soutenue par les grands producteurs électriques et les industriels (Haas, T., 2020; Sander, 2016, p. 133). En 2012, le PDG de RWE Jürgen Großmann déclarait, dans une citation qui a fait date, que de soutenir l'énergie solaire étant aussi « ridicule que de vouloir faire pousser des ananas en Alaska ».

De son côté, sans s'opposer au développement des énergies renouvelables en tant que tel, BDI défendait surtout, pour les grandes industries, l'exemption du prélèvement fiscal pour les énergies renouvelables (*EEG-Umlage*). L'association patronale s'opposait aussi à l'imposition de mesures d'efficacité énergétique pour les entreprises qui n'étaient pas soumises au prélèvement pour les énergies renouvelables¹⁰¹.

Depuis 2018, la position de classe capitaliste semble plus nettement se présenter comme une forme de participation active à la mise en œuvre des politiques climatiques. Comme nous le verrons dans le chapitre suivant, nous pouvons formuler l'hypothèse de la formation graduelle d'un véritable projet hégémonique du capitalisme vert au sein de la classe capitaliste allemande, incarné notamment par BDI. Comme nous le verrons en détail (section 8.4 et chapitre 9), BDI a produit en 2018, avec la firme de consultant Boston Consulting Group, une étude phare intitulée *Klimapfade* (renouvelée en 2021). Cette étude a été considérée comme un changement de cap majeur dans la position climatique de l'association, par les organisations environnementales et la presse. Dans cette étude, l'association patronale défend que des mesures importantes en matière climatique peuvent bénéficier à l'industrie allemande, considérée comme un leader dans de nombreuses technologies à faible émission. En 2019, le président de BDI, Dieter Kempf, déclarait encore que la neutralité climatique en 2050 relevait de la « pensée magique » (Wettengel, 2019)¹⁰². En 2021,

¹⁰¹ L'exemption du prélèvement était contestée par l'Union Européenne qui y voyait une subvention indirecte contraire aux principes du marché européen. Dans ses négociations avec l'Union européenne, la BDI aurait réussi à faire passer de 20 à 15 % le prélèvement finalement imposée aux entreprises qui ne bénéficient pas d'une exemption totale.

¹⁰² Pourtant, en 2019, BDI a signé une lettre conjointe avec des syndicats, des groupes écologistes et l'association de l'industrie éolienne pour réclamer une diminution des distances exigées pour la construction des éoliennes proches des zones résidentielles, dans le but d'en accélérer le déploiement Wehrmann, B. et Wettengel, J. (2019, 13 novembre). *German industry warns government's strict wind power rules threaten climate targets*. Clean Energy

le nouveau président de BDI, Siegfried Russwurm, considérait cet objectif tout à fait atteignable (Wehrmann, 2021a).

Toujours en 2021, l'industrie allemande, rassemblée dans une fondation des entreprises pour la carboneutralité (aujourd'hui connu sous le nom *Stiftung KlimaWirtschaft*), publie un appel à la transition énergétique intitulé « *Climate neutrality 2050 : What industry need from policymakers now* » (Agora Energiewende et al., 2021). Pour les industriels allemands, l'enjeu n'est pas seulement la question du climat, mais de comprendre la transition énergétique comme faisant partie de la « 4e révolution industrielle », soit comme une opportunité d'affaires et une possibilité de renouvellement du *Modell Deutschland* (Gochermann, 2021)¹⁰³. Néanmoins, cette transition représente aussi un risque fondamental puisque les industriels se disent pris dans un « *catch 22* », entre les risques de voir leurs actifs conventionnels non rentabilisés (*stranded assets*) et l'absence de rentabilité des nouvelles technologies. C'est pourquoi ils en appellent, dans cet appel *Climate neutrality 2050*, à une série de mesures gouvernementales afin que cette transition se traduise entre autres par de bas prix d'électricité et des subventions pour l'adoption de technologies carboneutres (par les *Carbon Contracts for Difference*). Quant à la sortie du charbon discutée en commission parlementaire dès 2019, le patronat allemand ne s'opposait plus au principe même, mais aux trop brèves échéances. Il était prêt à envisager une trajectoire de sortie seulement sur la base de la préservation de la « sécurité énergétique » et de la compétitivité des prix énergétiques.

Rétrospectivement, on peut constater que les différentes politiques énergétiques n'ont pas sérieusement menacé la « sécurité énergétique¹⁰⁴ », ni les intérêts de la classe capitaliste allemande. Au contraire, Haas soutient que les gouvernements successifs ont toujours cherché à légitimer la transition énergétique sur la base de l'accumulation capitaliste. Le discours de la « modernisation

Wire. Récupéré le 19 décembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/news/german-industry-warns-governments-strict-wind-power-rules-threaten-climate-targets>.

¹⁰³ Selon Gochermann, leur stratégie consisterait à accepter de prendre le virage « vert » afin de gagner des avantages concurrentiels sur des investissements destinés à durer jusqu'en 2040 ou 2050. Cela paraît douteux au regard des exigences de cycle de rentabilité qui se comptent sur des horizons relativement court (5 à 10 ans).

¹⁰⁴ Il semble que la question de la « sécurité » d'approvisionnement énergétique ait été une constante des politiques énergétiques en Allemagne avec des rupture d'alimentation parmi les plus faibles en Europe (en moyenne 15 minutes par années, contre 60 à 80 pour la Grande-Bretagne et 50 à 95 pour la France) Matthes, F. C. (2017). Energy transition in Germany: a case study on a policy-driven structural change of the energy system. *Evolutionary and Institutional Economics Review*, 14(1), 141-169. <https://doi.org/10.1007/s40844-016-0066-x>

écologique », rassemble maintenant autant le FDP (libéraux) que les Verts¹⁰⁵ (C.Aykut et Gaudillière, 2022). L'*Energiewende* porte encore la marque du chemin tracé (*path dependency*) par le *Modell Deutschland*, opérationnalisant une conception faible de la durabilité écologique (Haas, T., Herberg, *et al.*, 2022).

L'adhésion graduelle de la fraction grise du capital à la transition énergétique vers la fin des années 2010 s'opère dans un contexte où les objectifs climatiques de l'État allemand en viennent inévitablement à devoir dépasser le champ étroit de la production électrique. Cet appui de la classe capitaliste se traduit par l'accent mis sur le développement rapide de la filière de l'hydrogène. Dans le contexte du renforcement de la mise en application des objectifs climatiques, travailler à orienter les politiques publiques relatives à la décarbonation de l'industrie et des transports paraît d'une importance stratégique significative pour cette fraction hégémonique de la classe capitaliste. Nous verrons comment, à partir des positions de BDI, cette priorité stratégique exprime une certaine conception des exigences quant aux conditions énergétiques générales du maintien de l'économie capitaliste.

8.4 Les principes normatifs de la transition selon BDI

BDI, comme d'autres acteurs patronaux, s'est doté d'une conception générale de la transition énergétique, c'est-à-dire un ensemble de principes auxquelles la transition énergétique doit répondre afin de satisfaire ses intérêts d'affaires. Ainsi, pour BDI, la transition énergétique doit essentiellement être guidée par la nécessité de maintenir un certain modèle économique propre à l'Allemagne. Implicitement, il s'agit par le fait même, de manière plus générale, d'assurer une relance de l'accumulation capitaliste sur de nouvelles bases énergétiques. BDI soutient que la transition doit s'inscrire à l'intérieur des principes économiques suivants : accroître (ou au moins maintenir) la profitabilité du capital allemand; maintenir le caractère privé et orienté par le marché des principales décisions d'investissement, tout en socialisant ses coûts par le soutien de l'État. Afin de garantir ces impératifs capitalistes, BDI juge que le futur régime énergétique doit satisfaire certains critères. Premièrement, cette transition doit garantir un approvisionnement énergétique ininterrompu et suffisant à l'expansion de la production et de la consommation (soit la « sécurité

¹⁰⁵ Les Verts ont notamment accepté de considérer l'ouverture de centrales au gaz « H2-Ready ».

énergétique »). Formulé autrement, cela implique que la transition, telle que défendue par BDI, ne doit pas s'appuyer sur une réduction de la demande énergétique nécessitant des changements sociaux structurels en matière de rapports sociaux de production et de consommation. Deuxièmement, cette transition énergétique doit s'appuyer sur le maintien de la libéralisation des marchés d'énergie et ainsi, éviter que les choix allemands en matière d'énergie soient limités par toute forme de recherche d'autarcie.

8.4.1 Une transition profitable: faire de la protection du climat un modèle d'affaires

Pour BDI, la transition énergétique ne constitue pas seulement un problème ou un risque. Elle constitue surtout une occasion d'affaires pour le renforcement du développement industriel en Allemagne. En somme, il s'agit de « turning climate protection into business models » (BDI, 2021j)¹⁰⁶, comme BDI l'exprimera à l'occasion du débat entourant l'adoption du *Green Deal* de l'Union européenne (Haas, T., Syrovatka, *et al.*, 2022). Sa position s'inscrit clairement dans la perspective de la « modernisation écologique », soit la réalisation d'objectifs écologiques par des innovations technologiques profitables, plutôt que par une réorganisation politique des rapports sociaux (Haas, T., 2020). Ainsi, il s'agit de faire rimer écologie et développement industriel, de transformer une contrainte en opportunité, plutôt que de les penser comme opposés, ce qui ne peut se traduire que par une forme d'environnementalisme sélectif.

Dans le contexte de la compétition inter capitaliste globalisée, réaliser le potentiel de profitabilité lié aux changements énergétiques doit passer par des possibilités d'exportations des technologies à haute valeur ajoutée, qui permettent d'avoir accès à davantage de moyens de recherche et développement (Smith, T., 2009). Cela signifie surtout profiter des capacités d'innovation technologique des entreprises allemandes (BDI, 2021m). En particulier, il s'agit pour l'Allemagne de faire de la transition l'occasion du maintien et du développement du modèle de croissance par exportations, en étant à l'avant-plan des technologies carboneutres et notamment de la recherche et développement sur l'énergie (BCG *et al.*, 2018; BDI, 2017b, 2018a). L'État allemand devrait ainsi soutenir de manière financière et réglementaire le développement technologique dans une

¹⁰⁶ Note sur la traduction : toutes les citations provenant de documents en allemand ont été librement traduites en français par l'auteur, parfois en indiquant les mots clés significatifs ou les termes techniques en allemand. Les quelques citations en anglais ont été laissées dans leur langue originale.

diversité de champs : le stockage sur batterie, les véhicules électriques, les technologies hybrides, l'hydrogène, les carburants synthétiques, les piles à combustible, les technologies de capture, d'utilisation et de stockage du carbone, l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique, l'économie circulaire et le recyclage, les technologies d'efficacité énergétique et la numérisation (BDI, 2018a). Ces secteurs ont le potentiel de donner un avantage concurrentiel aux entreprises allemandes sur le marché international. C'est d'ailleurs déjà le cas pour le secteur des technologies environnementales et d'efficacité des ressources, puisque l'Allemagne accapare 14 % du marché mondial de ce secteur, tandis que l'ensemble de son économie ne pèse que pour 3 % du PIB mondial (BMUV, 2021, p. 8). Selon le plan d'action climatique du gouvernement allemand, l'Allemagne pourrait gagner des parts sur le marché grandissant des technologies environnementales et de l'efficacité des ressources grâce à la bonne réputation des technologies vertes « Made in Germany » (BMWK, 2022c, p. 51-52)¹⁰⁷. Pour l'association patronale, assurer une position de chef de file aux capitaux allemands, constitue la condition économique *sine qua none* de la transition. Parmi les diverses stratégies capitalistes pour réaliser des « sur-profits », c'est-à-dire au-delà du taux de profit moyen, il semble ici que la rentabilité de la transition soit surtout envisagée sous l'angle de la réalisation d'une rente technologique, conférée par l'ensemble du système d'innovation national qui permet de capturer une position monopolistique grâce à des brevets sur les technologies contribuant à la transition (Smith, T., 2009, p. 121).

Ce positionnement s'inscrit en continuité avec la trajectoire de renouvellement de la croissance par exportations du *Modell Deutschland* opéré par l'*Energiewende* à partir de 1990. Les politiques de développement des éoliennes et panneaux solaires ont grandement favorisé certaines fractions « vertes » du capital, notamment dans les producteurs d'équipement et de machineries. (Gross, 2023, p. 299). Dès 2002, l'initiative d'exportation des énergies renouvelables a été lancée par le ministère fédéral de l'Énergie de l'économie et de la technologie (BMWi). En 2011, l'industrie allemande de production des panneaux solaires accaparait 55 % du marché mondial, contre 14 % en 2004, tandis que les technologies de biogaz dominaient 90 % du marché (Sander, 2016, p. 154).

¹⁰⁷ Tandis que le volume de ce marché doublerait en termes absolus d'ici 2030 (de 4628 milliards € à 9383 milliards €), la part de l'Allemagne pourrait passer de 8,5 à 9,1 %.

De plus, le succès de la transition reposerait aussi, aux yeux de BDI, dans la capacité de l'Allemagne à maintenir sa compétitivité (*Wettbewerbsfähigkeit*) en tant que lieu d'investissement industriel. Pour ce faire, il s'agirait de continuer à répondre au fameux *trilemme énergétique* (sécurité, coûts, environnement) : « Un approvisionnement énergétique sûr, propre et abordable est la base de la neutralité climatique et du maintien des industries à forte consommation d'énergie sur place [*am Standort*] » (BDI, 2023d). Maintenir l'attractivité de l'Allemagne comme lieu d'investissements compétitif à l'échelle internationale supposerait, sur le plan énergétique, de garantir la qualité de l'approvisionnement en énergie (notamment en électricité) et des prix « compétitifs » (BCG *et al.*, 2018; BDI, 2013). Afin de garantir des conditions d'approvisionnement énergétique « compétitives » sur le long terme, BDI considère que l'État a un rôle central à jouer, grâce à une diversité de mesures (BDI, 2021k, 2022c, 2023d), en particulier pour les « technologies de l'avenir » que sont l'hydrogène et les batteries (BDI, 2023d).

Si on se place du point de vue de la classe capitaliste allemande dans son ensemble, il apparaît évident que son choix des sources d'énergie va accorder une considération majeure à ses coûts, en particulier de l'électricité¹⁰⁸. C'est d'ailleurs une constante de la position de BDI exprimée tout au long de la période étudiée, soit de 2012 à 2023. L'association patronale justifie son souci pour la question des coûts au regard des prix élevés de l'électricité en Allemagne, par rapport aux autres pays européens¹⁰⁹. Pour justifier sa position contre la fermeture « politique » « prématurée » des centrales au charbon (soit avant 2030), BDI soutient que cette décision constituerait un risque important pour l'investissement industriel en Allemagne - et incidemment pour l'ensemble de l'économie nationale, en raison des problèmes envisagés liés à l'approvisionnement et aux coûts élevés de l'électricité (BDI *et al.*, 2019). Dans la conjoncture de fermeture des centrales nucléaires et de la Guerre en Ukraine, cette question des prix élevés de l'électricité serait même devenue un « problème existentiel » pour de nombreuses entreprises (BDI, 2023d). En 2022 et 2023, les industries allemandes ont de fait été forcées de ralentir leur production, voyant l'énergie prendre

¹⁰⁸ Lorsque qu'on se place du point de vue des producteurs d'énergie, la question du coût et du prix est subordonnée à s'ils soutiennent ou pas des investissements profitables. Voir Brett Christophers (op cit.)

¹⁰⁹ En réalité, les prix de l'électricité en Allemagne sont très variables en fonction des entreprises. Pour les industriels à forte intensité énergétique, ils peuvent même parfois être parmi les moins chers d'Europe. Amelang, S. (2019). *Industry power prices in Germany: Extremely high – and low*. Clean Energy Wire. Récupéré le 28 novembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/industrial-power-prices-and-energielwende>

des parts grandissantes de leurs coûts de production. Dans ses prises de position, BDI ne manifeste ainsi aucune opposition de principe aux politiques climatiques ou écologiques, mais s'intéresse essentiellement au maintien des conditions de production favorables aux entreprises allemandes : un approvisionnement fiable et à bas coûts.

En outre, le principe de « compétitivité économique » exigerait que l'État allemand établisse une coordination internationale des conditions réglementaires relatives aux émissions de GES, visant la mise en place d'un « terrain de jeu concurrentiel » (*wettbewerbliches level playing field*) (BDI, 2018a). Dans cette perspective, BDI défend la mise en place de mécanismes de protection de l'investissement à l'intérieur de l'Allemagne et de l'Europe (*Carbon-Leakage-Schutz*) contre les possibilités de délocalisation vers des législations où le prix de la tonne de CO₂ est moindre que celui imposé en Europe (BDI, 2018a, 2020b)¹¹⁰.

8.4.2 Une transition menée par le marché

Les impératifs de l'accumulation capitaliste en général et le maintien de la domination de l'Allemagne au sein du marché mondial doivent dicter les formes de la transition énergétique telle qu'elle se déploie dans ce pays selon BDI. De plus, les investissements afin d'accélérer cette « modernisation » écologique doivent provenir, selon BDI, principalement du secteur privé. En ce sens, les institutions politiques ne devraient pas exercer un contrôle sur les choix d'investissements « verts », une prérogative qui relève des entreprises privées selon BDI. L'État allemand doit plutôt contribuer à faciliter l'investissement privé en fournissant un cadre réglementaire et des conditions fiscales avantageux et prévisibles aux yeux du patronat. BDI tient ainsi à éviter une ingérence trop grande de l'État dans le champ économique relatif à la transition, qu'elle considère comme un potentiel « micro-management » (BDI, 2021h). L'État doit garantir une « sécurité d'investissement et de planification grâce à des conditions réglementaires stables à long terme » (BDI, 2018c, p. 5) et des incitatifs financiers, mais en dernier ressort ce sont la « force d'innovation des entreprises » et « l'efficacité du marché » qui doivent développer les solutions rentables (BDI, 2021i, p. 9).

¹¹⁰ Cette idée s'est traduite en 2023 par la mise en place du Mécanisme d'Ajustement Carbone aux Frontières (MACF), qui imposera à terme une tarification sur les émissions de GES associés à certains produits importés hors de l'UE.

Cela se traduit notamment par l'impératif pour l'État de rester « technologiquement ouvert [*technologieoffen*] », ce qui signifie qu'il devrait éviter d'interdire certaines technologies ou l'usage de certains carburants à certaines fins (BDI, 2018a, 2021g). Seul le signal-prix envoyé par le marché du carbone devrait guider les choix technologiques adéquats, afin que la transition se fasse aux coûts les plus bas (BDI, 2018a)¹¹¹. Par exemple, BDI soutient depuis 2017 la « neutralité technologique » quant à l'usage des carburants synthétiques, notamment dans le transport. Elle soutient que l'ouverture à la diversité d'usage des carburants synthétiques constitue la condition essentielle du décollage de leur marché. Les économies d'échelle réalisées dans cette filière, grâce à une démultiplication des possibilités de ventes (notamment pour les véhicules individuels), permettraient par la suite de consacrer ces carburants uniquement aux usages dits « sans regret » (comme l'aviation) (BDI, 2017c, 2022c). Comme nous le verrons, cette « neutralité technologique » est également recommandée dans les modes de production de l'hydrogène, conformément à une stratégie de relations publiques visant à promouvoir l'hydrogène provenant des carburants fossiles (Eberhardt, 2023, p. 19).

De manière générale, cette exigence constitue surtout une défense de la liberté de l'investissement privé sur le marché : à l'intérieur du cadre de l'exigence de carboneutralité, les capitaux doivent tout de même pouvoir se diriger là où se trouvent les plus hauts taux de profit, sans autre contrainte à l'investissement imposée de manière politique. Cette absence de direction claire dans les investissements à privilégier pourrait pourtant se révéler en contradiction avec les objectifs climatiques et écologiques, en raison de la dynamique non planifiée inhérente au marché. Le GIEC soulignait bien, comme nous l'avons vu, à quel point une plus grande planification de la transition énergétique pouvait être bénéfiques en termes d'économie de ressources et de temps (voir section 5.6).

¹¹¹ Le marché du carbone est par essence « technologiquement neutre », car il est de fait aveugle à la nature des changements technologiques qui permettent d'effectuer des réductions de GES. Par exemple, pour une entreprise d'électricité, réduire ses émissions de X tonnes donne accès à X crédits-carbone, peu importe comment elle opère cette réduction. Elle peut remplacer le charbon par du gaz dans ses centrales comme elle peut remplacer des centrales au gaz par des éoliennes. Le marché ne juge que les quantités d'émissions, mais pas de la portée à long terme des changements technologiques opérés, qui est pourtant essentielle. Par cette mise en équivalence, ce marché tend à favoriser des solutions provisoires (car plus facilement accessibles et moins coûteuses) qui risquent peu de changer profondément la société. Lohmann, L. (2010). Commerce du carbone, justice et ignorance. *Écologie & politique*, 39(1), 135-145. <https://doi.org/10.3917/ecopo.039.0135>

8.4.3 Jamais au prix de la « sécurité énergétique »

S'il est un principe qui ressort assurément du lot et revient de manière récurrente pour orienter la transition, c'est sans aucun doute celui de « sécurité énergétique » (ou sécurité de l'approvisionnement énergétique, *Versorgungssicherheit*). Il synthétise à lui seul plusieurs dimensions du régime énergétique propre à l'accumulation capitaliste.

La sécurité énergétique a pour première dimension la sécurité de l'alimentation électrique (*Stromversorgung*), ce qui s'explique par l'électrification croissante de nouveaux pans de l'économie impliquée par la transition. Cette alimentation constitue une « prémisses centrale » de toute trajectoire climatique acceptable pour BDI. Elle se comprend comme la capacité pour l'Allemagne de « disposer chaque heure d'une puissance suffisante pour couvrir entièrement la demande nationale » (BCG *et al.*, 2018). Dans cette perspective, il faut pouvoir disposer à tout moment de capacités de production électriques « suffisantes » (*genügend Erzeugungskapazitäten*) (BDI, 2021a). Des ruptures d'alimentation électrique représentent des pertes matérielles significatives (pertes de production, réduction de la qualité des produits, gaspillage, dommages aux machines) qui ont des répercussions financières dangereuses (perte de profitabilité, perte de consommateurs, augmentation des frais de maintenance) pour une industrie, mais aussi, par effet de cascade, sur l'ensemble de la chaîne d'entreprises en amont et en aval de celle directement affectée (Heffron *et al.*, 2020, p. 4).

Aucune transition hors des énergies fossiles n'est envisageable sans maintien de la sécurité énergétique. Cela est nécessaire pour garantir les conditions d'investissement de l'industrie (BDI 2013). Le gouvernement doit en faire une priorité et pour ce faire effectuer un suivi constant (*Monitoring*) de cet approvisionnement, par des indicateurs standardisés (BDI, 2014)¹¹². Le niveau élevé de sécurité énergétique est à ce titre considéré par BDI comme un facteur décisif de l'investissement en Allemagne, même comme « une de ses marques de commerce » (*eines der*

¹¹² Il s'agit de l'indicateur LOLE (Loss of Load Expectation), soit le nombre d'heures attendues au cours d'une année, pendant lesquelles l'offre de production estimée ne peut pas nécessairement couvrir entièrement la charge (demande); de l'indicateur ENS (*Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit*), soit le niveau de consommation d'électricité prévu pour une année, qui ne sera pas nécessairement couvert par l'offre de production estimée, en proportion de la demande annuelle, de même que les indicateurs techniques, tels que le SAIDI (*System Average Interruption Duration Index*) et le SAIFI (*System Average Interruption Frequency Index*), qui incluent la sécurité du réseau.

Markenzeichen) (BDI, 2018d). Encore une fois, c'est à travers le prisme de la compétitivité pour attirer et maintenir l'investissement qu'est interprétée l'exigence normative de sécurité énergétique (BDI, 2021h). Plus largement, ce principe est défendu non seulement comme essentiel au dynamisme de l'accumulation en Allemagne mais plus largement, est vu comme essentiel au mode de vie consumériste, faisant converger ainsi à la fois les intérêts des entreprises et ceux des citoyens ordinaires : « L'approvisionnement en énergie est une condition de base [*Grundvoraussetzung*] pour la vie économique et privée. C'est pourquoi un approvisionnement stable et à l'abri des pannes [*ausfallsichere*] est indispensable à notre société. » (BDI, 2013)

Concrètement, dans la planification de la transition, cette sécurité doit passer par une accélération du déploiement des énergies renouvelables (BDI, 2021i) et la mise en place de « réserves de capacité », avec les mécanismes financiers correspondants (BDI, 2021g, p. 27). Il s'agit essentiellement d'avoir à disposition des centrales électriques parmi lesquelles puiser de l'énergie au besoin (*dispatchable*). Dans le plan proposé par BDI, comme nous le détaillons dans le prochain chapitre, ces centrales seraient alimentées temporairement au gaz fossile, mais devraient être « H₂-ready »¹¹³, pour accueillir de l'hydrogène vert par la suite.

La sécurité énergétique constitue probablement l'expression la plus explicite d'une norme générale quant à la valeur d'usage de l'énergie dans la production capitaliste. De manière significative, cette norme, cristallisée en lien avec l'approvisionnement en pétrole suite à la crise des années 1970, se voit réinterprétée ici et conférée un nouveau contenu : peu importe la source, l'important est d'en planifier un approvisionnement suffisant. Elle se présente comme une norme émergeant d'une série de propriétés du régime énergétique : elle exprime l'exigence pour les entreprises capitalistes et les individus (« *la vie économique et privée* ») de pouvoir disposer de l'énergie *n'importe quand*. Cette possibilité d'un flux continu et non contraint par les limites du temps concret des variations météorologiques suppose à son tour une certaine abondance de l'énergie : l'organisation du régime énergétique doit éviter toute situation de pénurie, ce qui suppose notamment de prévoir des capacités excédentaires, ici des centrales thermiques au gaz fossile *H₂-ready*.

¹¹³ BDI soutient que l'application des normes d'émissions de GES ne devraient pas s'appliquer à ces réserves de capacité, puisqu'elles sont destinées à un usage limité dans le temps et que cela rendrait ces centrales non rentables (BDI and Deutscher Industrie- und Handelskammertag 2018).

L'abondance énergétique qui garantit le flux continu de l'approvisionnement énergétique sur demande suppose par ailleurs la *substituabilité* et la *complémentarité* des sources et formes d'énergie. Cet impératif énergétique possède une importance capitale aux yeux de BDI. Pour cette association patronale, l'enjeu est de pouvoir disposer d'énergie électrique en tout temps en abondance, ce qui suppose des moyens pour compléter les variations de la production solaire et éolienne. Mais parmi ces moyens, la source lui est relativement indifférente, que ce soit le soleil, le vent, du gaz fossile ou de l'hydrogène : chacune de ces sources doit seulement être le plus facilement substituable dans la production continue de l'électricité marchande. Enfin, comme nous le verrons, l'abondance d'électricité repose aussi sur un agencement du régime organisé selon la propriété de *complémentarité* des sources et formes énergétiques : l'énergie éolienne peut continuer à produire lorsqu'il fait nuit pour les panneaux solaires (une *source* complémentaire à une autre), mais surtout l'hydrogène peut prendre le relais des périodes de faible production d'énergie solaire et éolienne, grâce à ses propriétés physiques qui la rendent plus facilement stockable que l'électricité (une *forme* complémentaire à une autre).

8.4.4 Refuser la voie de l'autarcie énergétique

À de nombreuses reprises, BDI soutient que, contre certaines perspectives localistes du mouvement écologiste, « l'autarcie énergétique » (*Energieautarkie*) est inenvisageable. Elle est considérée comme « inefficace » et, pour la sécurité énergétique, « contre-productive ». C'est l'intégration du système énergétique allemand à l'intérieur du système européen, et plus largement à l'intérieur du système international, qui serait garant d'une plus grande sécurité énergétique (BDI, 2014). Dans un monde alimenté aux énergies renouvelables et aux « carburants carboneutres », les échanges internationaux d'énergie permettraient de surmonter les obstacles que représenteraient « l'acceptabilité sociale », liée à la construction des infrastructures industrielles, et les surfaces limitées pour le déploiement des énergies renouvelables en l'Allemagne (acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften et BDI, 2019). En particulier, comme nous le verrons, BDI insiste sur le fait que s'appuyer sur l'importation d'énergies « vertes » produites au sein de pays où les coûts de la terre et de la main-d'œuvre sont moindres qu'en Allemagne constitue un avantage qui devrait inciter l'Europe à favoriser une stratégie d'importation globale (BDI, 2020b).

Cette insistance sur la nécessité de préserver les échanges commerciaux internationaux de l'énergie se dessine comme un refus d'une potentielle relocalisation des activités économiques. Comme nous l'avons précédemment exprimé en introduction, plusieurs chercheurs soutiennent que les énergies solaire et éolienne pourraient être l'occasion d'attacher plus fermement la production de biens et services à des lieux concrets. Il n'est pas surprenant qu'un appel à cette relocalisation des activités soit perçu comme contraire aux intérêts de la classe capitaliste compte tenu des vulnérabilités au pouvoir des travailleurs que cela occasionnerait, tel que Malm l'a bien démontré dans l'exemple des moulins à eau (Malm, 2016). Sans que ces réflexions soient explicitement formulées par BDI et poussées jusqu'à leurs ultimes conséquences, son refus de « l'autarcie » énergétique peut sans aucun doute être interprété comme une réaffirmation des avantages capitalistes de la globalisation, contre une certaine perspective localiste. Or, faire traverser aux marchandises les océans et les continents sans carburants fossiles ne pourra s'effectuer avec les seules forces de l'électricité renouvelable issue du soleil et du vent.

8.4.5 Une transition sans « changements structurels »

De manière fondamentale, les recommandations et projections de BDI s'appuient sur une série de paramètres qui supposent une très grande stabilité socio-économique durant les trente prochaines années. La poursuite de l'accumulation du capital, impliquant entre autres le maintien des relations de classe, de la dépendance systématique au marché et de la propriété privée des moyens de production, est considérée comme une évidence, qui, en raison de sa dimension idéologique, n'a même pas à être nommée. Les bouleversements sociaux provoqués par l'intensification de la crise écologique ne font jamais partie de l'horizon ouvertement reconnu à partir duquel BDI pense ses interventions politiques. Cela étant dit, il est tout de même des idées politiques contre lesquelles elle a cru bon de porter des attaques, notamment en lien avec les enjeux énergétiques. En substance, pour une association capitaliste comme BDI, il va de soi que la transition énergétique ne doit jamais rimer avec de profondes transformations sociales liées à la production et à la consommation.

Dans un contexte international où la *suffisance* énergétique a été davantage reconnue comme politique publique porteuse pour le climat, notamment par son entrée pour la première fois dans le rapport du GIEC de 2022 et par son intégration modérée à la politique de « sobriété énergétique »

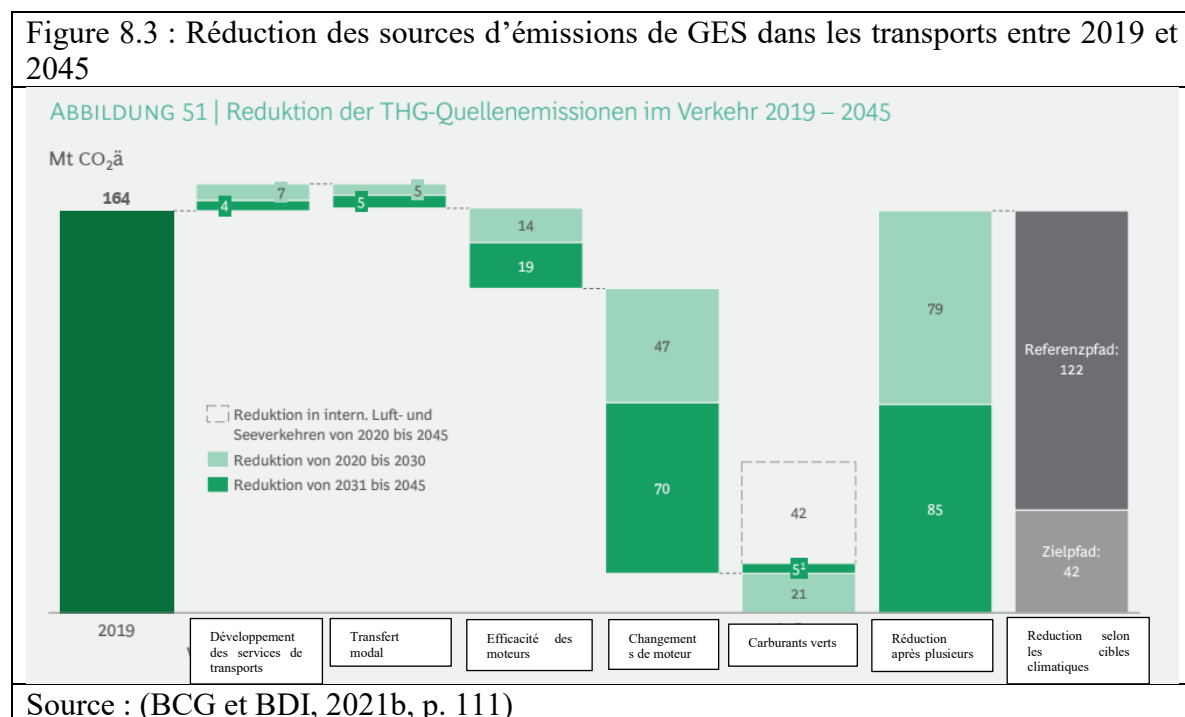
de gouvernement français¹¹⁴, BDI a clairement signifié son opposition au concept de « suffisance » (*Suffizienz*) de « décroissance » (*Degrowth*). Ces concepts « politiques » ne peuvent guider la transition et sont considérés comme non « pertinents » et « non praticables », la priorité devant être accordée à l'augmentation des capacités de production électrique (BDI, 2023e). Dans ses études phares de 2018 et 2021, cela se traduit très clairement par la place réduite qu'occupent les « changements structurels » dans l'ensemble des transformations nécessaires. Ces changements ne concernent pas des changements des structures de pouvoir mais seulement des variations du côté des normes de consommation marchande. Ils peuvent notamment renvoyer à certaines réductions de la demande, associées aux politiques de suffisance voire à la sobriété défendue notamment par la décroissance. Dans son étude de 2021, les principaux moyens identifiés par BDI pour atteindre la carboneutralité d'ici 2045 relèvent à différents degrés de changements strictement techniques : les « changements technologiques » (de convertisseurs énergétiques) pourraient contribuer à hauteur de 38 % à la réduction des GES, les « changements énergétiques » à 33 %, l'efficacité énergétique et dans l'usage des ressources à 14 %, tandis que les « changements structurels » seraient bon dernier en ne fournissant que 4 % des réductions de GES (BCG et BDI, 2021b, p. 13).

L'exemple du secteur des transports nous paraît à ce titre significatif. Certes, BDI prévoit qu'un transfert modal du transport des personnes et des marchandises de la route et de l'air vers le rail, le bateau, le bus et les transports non motorisés serait nécessaire, mais cela ne se ferait pas au prix d'une réduction générale de la mobilité, puisque l'essentiel des moyens et des infrastructures de transports développés durant l'ère fossile seraient maintenus, seuls seraient changés les moteurs et les carburants (BCG et BDI, 2021b, p. 110). La mobilité des personnes resterait globalement stable entre 2019 et 2045, malgré des variations entre les modes de transport. La baisse des besoins de mobilité liés aux changements démographiques et la diminution du transport aérien des passagers (-30 %) serait contrebalancée par une croissance des services de livraison et l'utilisation plus fréquente de la voiture (qui représenterait toujours 77 % des prestations de transport)¹¹⁵. En

¹¹⁴ En octobre 2022, en lien avec la réduction de l'approvisionnement en gaz russe et la faible disponibilité du parc nucléaire, le gouvernement Macron a présenté un plan de sobriété énergétique visant à réduire la consommation de 10 % d'ici fin 2024. Messad, P. (2023, 15 juin). *La sobriété énergétique, ce concept politique français encore incompris en Europe*. Euractiv. Récupéré le 1 décembre 2023 de <https://www.euractiv.fr/section/energie-climat/news/la-sobriete-energetique-ce-concept-politique-francais-encore-incompris-en-europe/>

¹¹⁵ Notons que l'étude Ariadne commandée par le gouvernement allemand prévoit plutôt une croissance d'environ 10 % du transport des personnes, principalement alimenté par la croissance économique. Potsdam-Institut für

revanche, le transport des marchandises (intérieur) connaîtrait une croissance de 30 %. S’il est vrai que le train pourrait connaître une croissance de 70 % pour le transport des marchandises entre 2019 et 2045 en termes de tonne par km parcouru, le camionnage connaîtrait sur la même période une croissance de 20 %, assurant encore 70 % du transport des marchandises à terme. Ainsi, comme l’illustre le graphique 1, l’effet climatique du transfert modal, qui relève d’un « changement structurel », serait complètement annulé par la croissance du transport des marchandises. Pour BDI, l’essentiel de l’effort climatique dans le secteur des transports doit reposer sur des transformations technologiques et non sur des « changements structurels » : les changements de moteurs (électromobilité, pile à combustible à hydrogène, 71 % des réductions de CO₂ équivalents), l’efficacité énergétique (20 % des réductions) et les carburants verts (16 % des réductions) (BCG et BDI, 2021b, p. 111-112).

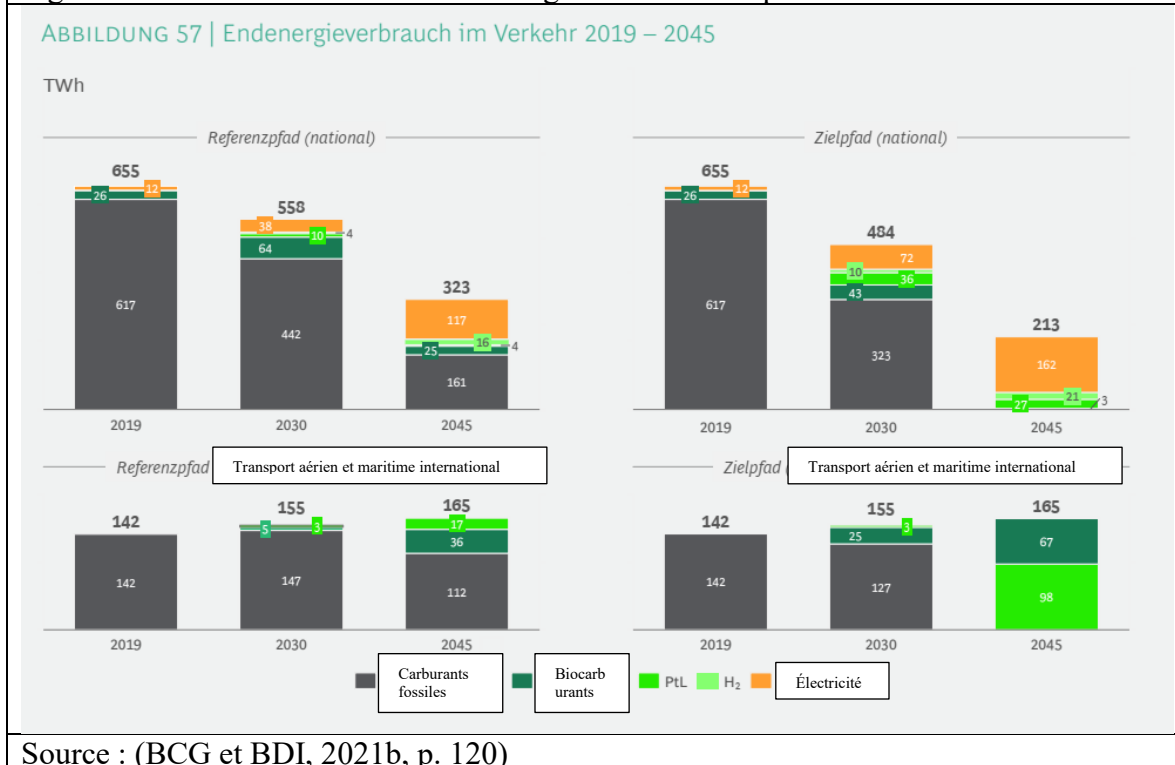


Dans le transport aérien et maritime international, le scénario dit « de référence » tout comme le scénario visant la carboneutralité en 2045 prévoient une croissance des besoins énergétiques de 16 %, faisant reposer l’entièreté de la réduction des émissions sur un changement technique (le

Klimafolgenforschung. (2021, octobre). *Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich*. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung. Récupéré le 9 janvier 2025 de <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitat-2045-szenarienreport/>

passage aux carburants « verts », voir figure 8.4) (BCG et BDI, 2021b, p. 120). Tandis que les limites à l'électrification font croire à plusieurs chercheurs que la fin des carburants fossiles doit signifier une diminution radicale des prestations de transports, en particulier du transport international, et ainsi des changements sociaux majeurs (Heinberg et Fridley, 2019), BDI mise ici au contraire sur un accroissement du transport, en particulier des marchandises. Maintenir et accroître la mobilité des marchandises dans le capitalisme constitue, une condition *sine qua none* de la réalisation de la valeur (Harvey, 2018b), une condition d'autant plus importante pour une économie nationale dont le modèle repose sur l'exportation : BDI souligne que le transport routier des marchandises revêt une importance stratégique pour la compétitivité économique des industries allemandes (BDI, 2019a, p. 12). De manière générale, la mobilité des investissements suppose la mobilité des marchandises, sans quoi il n'y aurait pas de mondialisation capitaliste. Par ailleurs, le maintien de la position dominante des camions et des voitures dans les usages permet de garantir la poursuite de la valorisation des capitaux de l'industrie automobile allemande. BDI semble ainsi entrevoir un scénario pour les transports qui ne relève pas seulement du « nécessaire » d'un point de vue climatique et énergétique, mais aussi (et surtout) du « souhaitable » pour le maintien des intérêts capitalistes, tout en acceptant *a priori* la décarbonation. Dans le transport comme dans d'autres secteurs de l'économie, le maintien du statu quo d'un point de vue des pratiques sociales énergivores traverse l'ensemble de ses projections et recommandations, faisant de la transition énergétique un processus relevant de l'ingénierie technico-économique. Ce projet s'inscrit sans contredit, comme nous l'avons déjà signalé, dans la voie de la modernisation écologique.

Figure 8.4 : Consommation finale d'énergie dans les transports entre 2019 et 2045



8.5 Conclusion

La transition énergétique telle qu'elle a été réalisée en Allemagne jusqu'à maintenant se présente surtout comme une transition vers une production d'électricité de sources renouvelables. Cette transition électrique a pour le moment surtout déclassé l'énergie nucléaire, mais pas encore réussi à faire reculer le charbon et le gaz. Dans les domaines du transport, du chauffage et de la production industrielle, les changements énergétiques sont restés pour le moment marginaux.

Au travers de ces politiques et changements énergétiques, la classe capitaliste allemande a vu sa position évoluée. Auparavant peu favorable aux énergies renouvelables et attachée au régime fossile-nucléaire, elle a délaissé son appui au nucléaire depuis 2011. Depuis 2018, une partie importante de la classe capitaliste se montre plus clairement ouverte à l'objectif de la sortie des carburants fossiles. À ce titre, la position de la principale association industrielle, BDI, illustre la volonté de contribuer à l'élaboration des politiques énergétiques visant la carboneutralité. Aux yeux de BDI, les transformations des sources et formes énergétiques constituent une occasion d'affaires à saisir pour les entreprises allemandes dans la compétition internationale du secteur des

technologies environnementales. Cependant, ces transformations paraissent acceptables *si et seulement si* elles permettent de maintenir la « sécurité énergétique », les échanges économiques internationaux et de bas prix pour les consommateurs industriels énergivores. Du point de vue de la valeur d'usage, le régime énergétique devrait donc conserver comme propriétés, une certaine *abondance* énergétique, qui se traduirait notamment par une *disponibilité en tout temps de l'énergie*, de même qu'il devrait maintenir la capacité à assurer *mobilité* des marchandises. L'envers cohérent de ces exigences normatives implique de condamner la voie des changements sociaux des rapports de production et de consommation. Il nous faut maintenant mieux comprendre quelles conséquences matérielles ces exigences ont sur la configuration du nouveau système énergétique souhaité par BDI.

CHAPITRE 9

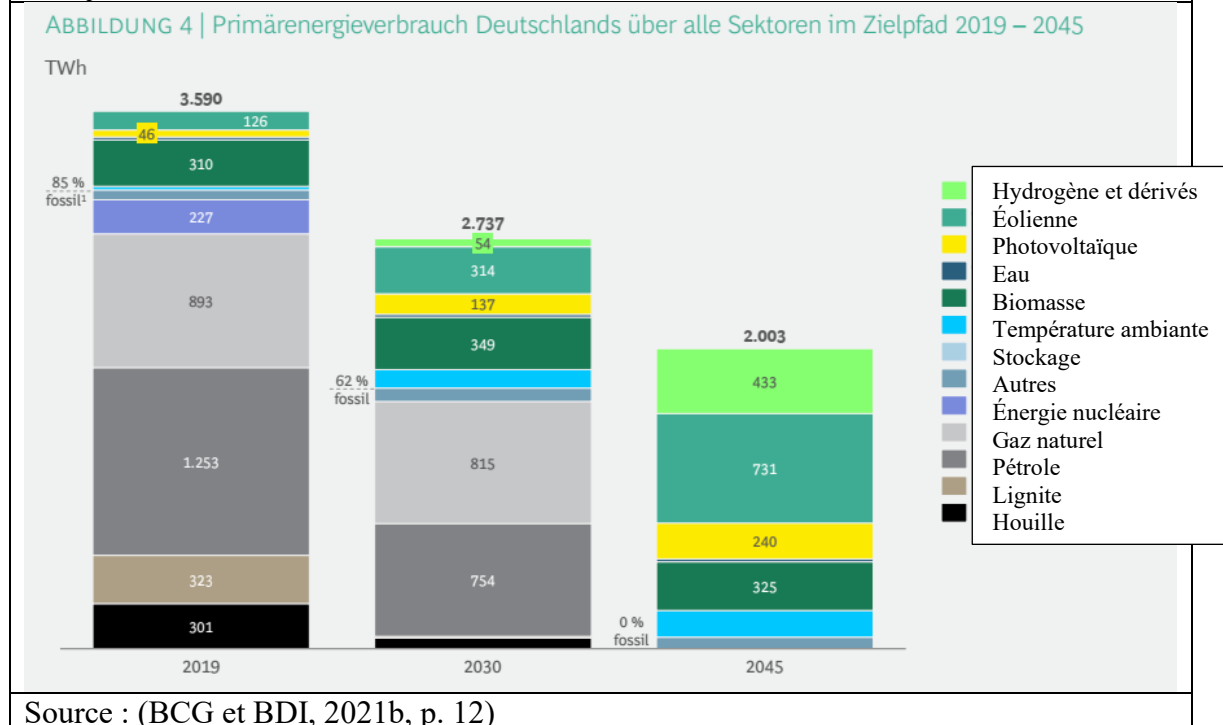
BDI : les dimensions matérielles du plan allemand de transition capitaliste

Maintenant que nous avons pris connaissance des principes généraux qui doivent guider la transition énergétique en Allemagne du point de vue du patronat allemand, nous sommes en mesure d'en analyser les implications matérielles. Du point de vue des infrastructures énergétiques à transformer, la transition énergétique préconisée par BDI peut se résumer en deux processus principaux et complémentaires : 1) l'extension et la transformation de la production électrique; 2) le passage à l'hydrogène et ses dérivés pour les secteurs plus difficiles à électrifier. Il nous faut cependant commencer par donner une idée plus générale de la transformation du système énergétique dans son ensemble, en termes des sources énergétiques et de quantités consommées.

9.1 Répartition des sources énergétiques dans un système carboneutre

Dans la « consommation d'énergie primaire » totale projetée en 2045 par BDI (voir graphique 3), c'est l'énergie éolienne qui est appelée à obtenir la part du lion (36 % du mix énergétique), suivie par l'hydrogène et ses dérivés (22 %), les biocarburants (16 %) et les panneaux photovoltaïques (12 %). Notons par ailleurs que l'énergie nucléaire disparaît complètement du mix énergétique projeté. Ainsi, c'est près de la moitié de la consommation d'énergie qui passera dès lors par la forme électrique (48 %), tandis qu'elle ne fournissait que 14 % de la consommation énergétique en 2019.

Figure 9.1 : Consommation d'énergie primaire de l'Allemagne dans tous les secteurs pour la trajectoire 2019-2045



Dans cette représentation, l'hydrogène est considéré comme « primaire » sur la base économique du solde de la balance commerciale. Or, cette catégorisation et cette représentation revêtent un caractère idéologique significatif¹¹⁶. En effet, cette catégorisation voile la production électrique essentielle à la production de l'hydrogène vert. Non seulement il faut de l'électricité pour l'électrolyse de l'eau, mais aussi pour la captation du carbone qui entre dans la production des carburants synthétiques, de même que pour la synthèse elle-même de l'hydrogène et du carbone (voir section 9.4.5). L'hydrogène et ses dérivés constituent en réalité des vecteurs d'énergie qui doivent idéalement prendre, à terme, leur source dans une énergie primaire renouvelable (principalement l'énergie solaire et/ou éolienne). La catégorie d'énergie « primaire », qui dans les statistiques sur l'énergie, relève d'une analyse des processus de conversion énergétique, en vient ici à masquer une double réalité : l'entropie liée aux procédés de production et l'externalisation de

¹¹⁶ Il semble que cette représentation soit conventionnelle en Allemagne (même si cela ne semble pas évident pour Eurostat ni pour la U.S Energy Information Administration), car l'agence environnementale du gouvernement comptabilise également l'hydrogène et les *e-fuels* dans l'énergie dit primaire, en prenant en compte seulement le solde commercial positif. Source : Umweltbundesamt. (2023c, août). *Projektionsbericht 2023 für Deutschland*. Récupéré le 15 octobre 2023 de <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/projektionsbericht-2023-fuer-deutschland>

ces pertes énergétiques en dehors des frontières de l'Allemagne. Comme nous le détaillerons plus tard, cette production d'hydrogène constitue un exemple particulièrement saillant d'échange écologique inégal.

9.2 Diminution de la consommation énergétique compatible avec des gains d'efficacité « réalistes »

Cette représentation graphique de la consommation énergétique en 2045 nous donne également l'impression que la transition signifierait en apparence une radicale descente de la consommation énergétique. En réalité, cette descente serait bien moins accentuée que ce graphique ne le prétend. D'une part, une grande partie de cette réduction peut s'expliquer par l'efficacité énergétique supérieure des sources renouvelables par rapport aux convertisseurs thermiques. La combustion des carburants fossiles occasionne en effet d'importantes pertes énergétiques. Brûler des carburants fossiles pour produire de l'électricité peut mener à des pertes énergétiques de plus de 50 %, tandis qu'elles peuvent atteindre 75 % dans les voitures (Breyer *et al.*, 2022). Cela a ainsi tendance à creuser l'écart statistique entre la valeur nominale de l'énergie primaire et celle de l'énergie finale, écart qui tend à disparaître avec les sources solaire et éolienne dont l'efficacité pour la production électrique est conventionnellement reconnue comme étant de 100 %. D'autre part – et cet aspect est plus important, cette baisse du besoin d'énergie primaire est masquée par l'importante production électrique nécessaire à l'hydrogène et ses dérivés. Comme nous le détaillerons plus loin, la somme d'électricité nécessaire pour la production d'hydrogène et de ses dérivés, telle que projetée par BDI, pourrait représenter 940 TWh en 2045. La considération de ce seul fait peut nous amener à considérer que la consommation d'énergie primaire de l'Allemagne en 2045 ne serait pas de 2003 TWh, mais plutôt de 2510 TWh (nos calculs). La chute estimée de la consommation d'énergie primaire entre 2019 et 2045 ne serait donc pas de 44 %, mais en réalité plutôt d'environ 30 %. Considérant les gains d'efficacité importants liés à l'électrification évoqués précédemment, cette transition pourrait signifier en réalité une diminution bien moins grande d'énergie utile (ou finale)¹¹⁷.

¹¹⁷ L'écart entre les économies d'énergie primaire et d'énergie finale dans les objectifs gouvernementaux est de 12,8 %. Une chute de consommation d'énergie primaire de 30 %, telle qu'impliquée par le plan de BDI, signifierait donc une chute de moins de 20 % de la consommation d'énergie finale.

Alors que le plan de BDI implique en pratique une réduction de 30% de la consommation d'énergie primaire, le plus récent plan climatique du gouvernement (2023), qui vise également la carboneutralité en 2045, aurait pour effet une réduction de la consommation primaire de 55 p%, soit une réduction près de deux fois plus élevée que celui de la classe patronale allemande. En termes de consommation d'énergie finale, le plan climatique du gouvernement de 2023 vise une réduction minimale de 45 % (jusqu'à 1397 TWh par année) par rapport à 2008 (Bundesregierung, 2023)¹¹⁸. Compte tenu de ces écarts significatifs, il n'est pas surprenant que la politique promue par le gouvernement allemand en la matière ait été vivement critiquée par la classe capitaliste du pays. L'association des chambres de commerce (*Deutscher Industrie- und Handelskammer*, DIHK) a défendu qu'« économiser l'énergie n'est pas synonyme d'amélioration de l'efficacité » et a soutenu que cette politique représentait une « menace » qui pourrait provoquer « l'effondrement du PIB » de l'Allemagne (Deutscher Industrie- und Handelskammer, 2023). De son côté, BDI s'est opposé au rythme de réduction énergétique imposé et a manifesté sa crainte à l'effet que cela se traduise par des objectifs d'économie énergétique des industries *en termes absolus*, ce qui enverrait le signal que de nouveaux investissements nécessitant des besoins énergétiques significatifs ne sont plus souhaitables en Allemagne (BDI, 2023b).

Les conséquences de l'application de cette nouvelle politique pourraient être déterminantes sur le renouvellement de l'adhésion du patronat allemand à la transition énergétique. Une telle réduction de la consommation énergétique pourrait ne provoquer aucune confrontation avec les intérêts du capital si elle repose sur une augmentation de l'efficacité énergétique, puisque cela représente essentiellement des baisses de coûts de production pour une grande partie des entreprises. En revanche, l'ampleur des réductions pourrait exiger une augmentation irréaliste de l'efficacité énergétique, si l'objectif économique reste celui de l'expansion de l'accumulation capitaliste en Allemagne. Selon les calculs de l'association des chambres de commerce (DIHK), pour atteindre la cible de consommation fixée par le gouvernement tout en évitant une chute du PIB, il faudrait des gains d'efficacité énergétique (en fonction du PIB) de 3,2 % annuellement, soit bien au-delà précédent objectif gouvernemental de 2010 (*Energiekonzept*) (2,1 %), mais surtout bien au-delà des gains réalisés durant la période de 2008 à 2021 (1,4 % par année), gains d'efficacité qui étaient

¹¹⁸ Le gouvernement a cependant précisé que objectifs généraux d'économie ne devaient pas s'accompagner d'une limitation de la consommation individuelle et que les objectifs pouvaient être adaptés en fonction de la conjoncture.

pourtant déjà considérés comme exemplaires à travers le monde (Deutscher Industrie- und Handelskammer, 2023). Si, entre 1979 et 2022, la consommation d'énergie en termes absolus a bel et bien baissé de 22 % en Allemagne, elle reste à un niveau relativement élevé (presque deux fois plus que la moyenne mondiale *per capita*) et pourrait être grandement affectée par les importantes pertes énergétiques liées à l'hydrogène et ses dérivés. Ainsi, déterminer la trajectoire quantitative quant à la réduction de la consommation globale d'énergie va s'avérer crucial pour les intérêts du capital allemand. Seule une réduction compatible avec une augmentation « réaliste » des gains d'efficacité serait compatible avec le maintien des conditions de stabilité de l'accumulation capitaliste en Allemagne.

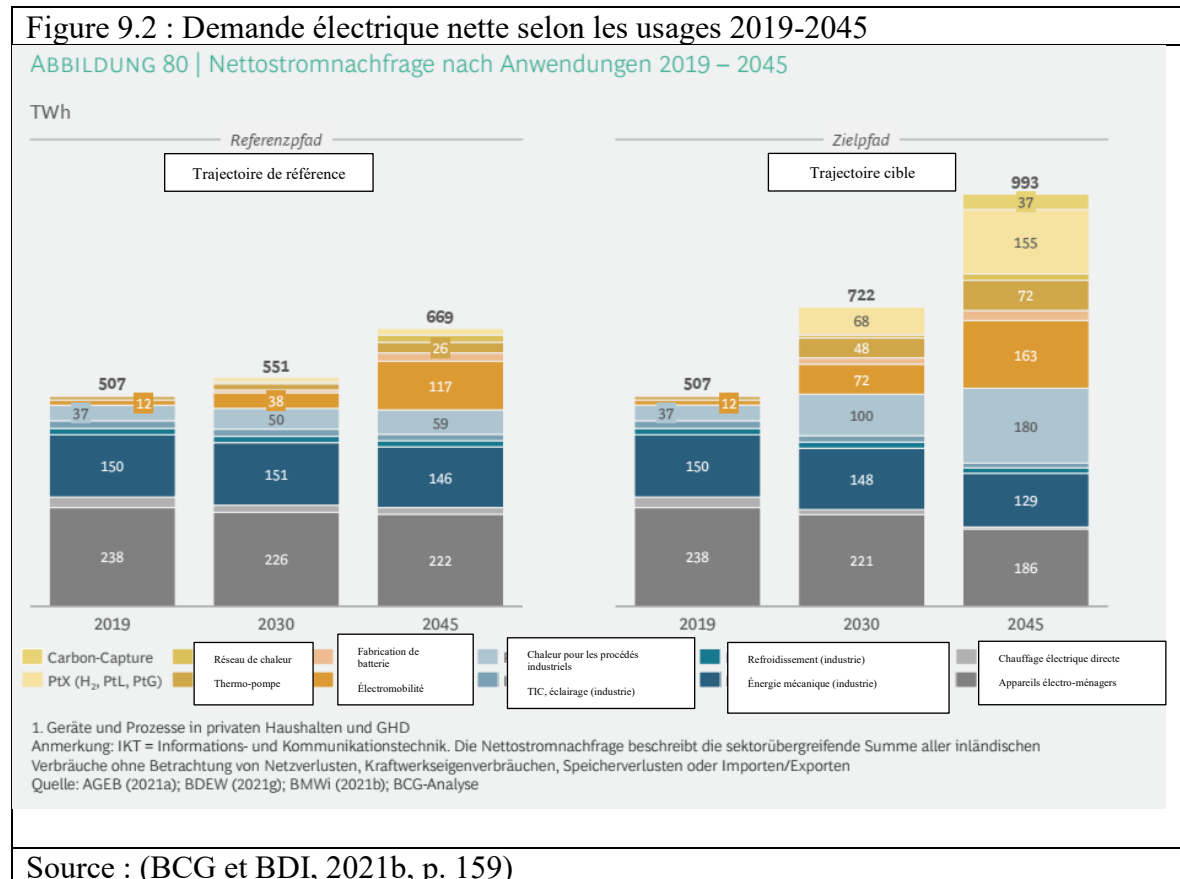
9.3 Étendre et transformer la production électrique

Dans les orientations préconisées par BDI, l'atteinte de la carboneutralité passerait principalement pas une électrification des usages, donc par une croissance de la demande en électricité. Selon les projections, la demande électrique nationale devrait croître de 42 % d'ici 2030 (passant de 507 TWh à 722TWh¹¹⁹), et ce, malgré les importants gains d'efficacité envisagés. Cette croissance représenterait pour le secteur électrique « le plus gros projet de construction de son histoire » selon BDI (BCG et BDI, 2021b, p. 158). D'ici 2045, pour répondre à la demande d'électrification des secteurs existants et pour le développement de nouveaux secteurs économiques clés pour la transition – tels que l'électromobilité, l'hydrogène et la capture du carbone, la consommation d'électricité allemande devrait plus que doubler pour atteindre 993 TWh (avec une production de 1095 TWh) (BCG et BDI, 2021b, p. 158 et 160).

Cette croissance de la demande électrique entre 2019 et 2045 (voir Graphique 4) viendrait principalement des besoins en chaleur pour les procédés industriels (de 37 à 180 TWh), de l'électrification des transports (de 12 à 163 TWh), de la croissance de la consommation pour les thermopompes (de moins de 10 à 72 TWh) et de l'apparition de nouveaux besoins électriques, pour

¹¹⁹ Ce chiffre est cohérent avec les prévisions du gouvernement fédéral qui prévoit une consommation électrique de 750 TWh en 2030. BMWK. (2022c). *Klimaschutz in Zahlen, Aktuelle Emissionstrends und Klimaschutzmaßnahmen in Deutschland – Ausgabe 2022*.

la capture du carbone (37 TWh en 2045), mais surtout de la production dite PtX (155 TWh), qui inclut l'hydrogène et ses dérivés liquides et gazeux.



L'électricité deviendrait ainsi le vecteur énergétique de prédilection. En électrifiant le plus gros de la consommation, l'intégration du régime énergétique sera d'autant plus renforcée; par le fait même, le caractère *substituable* des sources énergétiques serait d'autant plus renforcé par la commercialisation de l'énergie principalement sous forme d'électricité. Parmi ces qualités en tant que valeur d'usage, l'électricité est vantée surtout en raison de l'efficacité énergétique des techniques de conversion (en chaleur ou en mouvement) qui limite les pertes, de même que pour sa grande *polyvalence*. Les applications de l'électricité sont si variées qu'elle peut se faire une place même dans certains secteurs où les carburants fossiles dominent encore, en particulier dans le chauffage, certains procédés industriels et le transport.

Sur la question du chauffage des bâtiments, outre la nécessité d'un vaste programme de rénovation écoénergétique, BDI recommande qu'aucun nouvel appareil de chauffage requérant des carburants fossiles ne soit installé dès 2025 (ce qui est conforme à la recommandation de l'IEA), tandis que les besoins seraient assurés par des thermopompes alimentées et des réseaux de chaleur à distance (*Fernwärme*) (BCG et BDI, 2021b, p. 132).

Dans le transport, les avancées importantes dans les technologies de voitures électriques, notamment les gains d'efficacité et la réduction des coûts de production, font croire à BDI que l'électrification directe demeure le choix le plus avantageux pour une partie importante du parc automobile (BCG *et al.*, 2018, p. 75). Grâce aux innovations technologiques de plus en plus rapides dans le domaine des batteries, elle croit même que les camions pourraient fonctionner avec des batteries (même sans avoir recours à une alimentation électrique par caténaires) (BCG *et al.*, 2018, p. 75).

Dans le cas de la production industrielle, une bonne partie des usines existantes devrait être transformée pour pouvoir fonctionner grâce à l'électricité plutôt qu'au gaz fossile et au charbon. Si l'électricité est en mesure de combler les besoins industriels de chaleur de basse (moins de 100° C) ou moyenne température (entre 100° et 500° C), soit 47 % des besoins, pour les besoins de haute température (plus de 500° C), la combustion de la biomasse et de l'hydrogène serait nécessaire (BCG et BDI, 2021b, p. 83). Cette place significative accordée à la biomasse et à l'hydrogène semble ne pas suffisamment prendre en compte le potentiel de l'électrification directe des usages industriels, qui pourrait combler entre 78 et 99 % des besoins industriels en Europe (Madeddu *et al.*, 2020).

Les propositions de BDI pour arriver à faire de l'électricité le principal vecteur énergétique de la décarbonation de l'économie consistent à multiplier les capacités éoliennes et solaires jusqu'aux limites de « potentiels réalistes » et à « flexibiliser » le système électrique. Tout en décrivant les principales caractéristiques du nouveau système énergétique proposées par BDI, nous analysons comment les difficultés liées aux sources solaire et éolienne et au vecteur électrique se butent aux attentes de la classe capitaliste et incidemment au régime énergétique qu'elle défend.

9.3.1 Contribution et limites de l'éolien et du solaire

Selon BDI, la décarbonation de l'électricité passe pour l'essentiel par le déploiement des énergies solaire et éolienne. Il s'agit à la fois de la clé pour réduire radicalement les émissions de GES, mais également de la condition pour produire de l'électricité à bas coûts nécessaires pour la mise en place de la filière de l'hydrogène vert et de l'électrification des procédés de production et du transport (BDI, 2021g). L'éolien et le solaire sont aux yeux de BDI les technologies les plus efficaces et dorénavant économiques pour produire de l'électricité (BDI, 2022a). Selon ses projections de 2018, la production nette d'électricité en 2050 (visant la réduction des GES de 95 %) devrait principalement être assurée par l'éolien *off-shore* (36 %), l'éolien sur terre (30 %) et les

panneaux photovoltaïques (15,9 %) (BCG *et al.*, 2018, p. 251)¹²⁰. Les projections établies en 2021 diffèrent beaucoup de celles de 2018 (voir tableau 1)¹²¹. BDI prévoit dorénavant que la production électrique va être décuplée par rapport à son scénario de 2018 (+53 %). Cela se traduirait surtout par une production photovoltaïque et éolienne sur terre plus que doublée et une croissance significative des centrales thermiques alimentées avec des carburants « carboneutres » (+40 %). La production éolienne *off-shore* voit sa croissance relativement limitée (+13 %), perdant la première place qui lui était accordée en 2018 (-10 points de pourcentage dans la production totale) principalement au profit des éoliennes sur terre (+10 points).

Tableau 9.1 : Production d'électricité projetée par BDI. Comparaison des études *Klimapfade* de 2018 (p.249) et 2021 (p.160-161)

	Projections de 2018 pour 2050 (réduction des GES de 95 %)				Projections de 2021 pour 2045 (carboneutralité)			
	Puissances installées en GW	Production d'électricité en TWh	Facteur de charge ¹²²	Part de la production totale	Puissances installées en GW	Production d'électricité en TWh	Facteur de charge ¹²³	Part de la production totale
PV	130	114	10%	15,9 %	230	240	12%	21,9 %
Éoliennes sur terre	102	215	24%	30 %	180	440	28%	40,2 %
Éoliennes off-shore	60	258	49%	36,1 %	70	292	48%	26,7 %
PtG ou « Gaz verts »¹²⁴	75	48	7% ¹²⁵	6,7 %	88	67	9%	6,1 %
Total¹²⁶	413	715	20%		621	1095	20%	

¹²⁰ Dans l'ensemble de la production électrique, la biomasse occupe une place très marginale. BDI justifie cela en faisant valoir que les centrales fonctionnant à la biomasse ont un « rendement plus faible et présentent une flexibilité limitée » en raison de leur technique de combustion. Par ailleurs, le biométhane ne peut être stocké que de manière très limitée dans le digesteur BCG, Prognos et BDI. (2018). *Klimapfade für Deutschland*.

¹²¹ La comparaison de ces scénarios doit évidemment être interprétée avec beaucoup de précaution, car la cible de réduction des GES est plus ambitieuse dans l'étude de 2021 (carboneutralité plutôt que -95 % des GES) et l'échéance a été devancé de 5 ans (de 2050 à 2045).

¹²² Calculs de l'auteur effectué en divisant la puissance nominale annualisée (sur 8760h) par la production effective. Connaissances des énergies. (2016, 11 août). *Qu'est-ce que le facteur de charge d'une unité de production électrique ?* Connaissances des énergies. Récupéré le 18 octobre 2023 de <https://www.connaissancesdesenergies.org/questions-et-reponses-energies/quest-ce-que-le-facteur-de-charge-dune-unite-de-production-electrique>

¹²³ Idem.

¹²⁴ Cela comprend l'hydrogène vert, d'autres formes de PtG et l'usage de biométhane dans des centrales thermiques.

¹²⁵ Ce facteur de charge ne serait pas le reflet des capacités techniques, mais du rôle de secours d'appoint assuré par ces centrales dans l'ensemble du système électrique.

¹²⁶ Le total est plus élevé, car certaines autres formes de production, plus marginales, ne sont pas aussi bien détaillées dans les documents de BDI.

Une maigre partie de ses écarts entre les projections s'explique probablement par une anticipation de gains d'efficacité, anticipation rendue visible par notre calcul du facteur de charge¹²⁷. Le plus gros de l'écart entre les projections s'explique par ailleurs par des changements réglementaires survenus entre les deux études, qui ont augmenté le « potentiel réalisable » d'installation de panneaux solaires et d'éoliennes sur terre, résultat de changements réglementaires survenus entre temps¹²⁸.

9.3.2 Avantage temporel et de rendement des éoliennes

La répartition du mix électrique projetée par BDI favorise très clairement les éoliennes au détriment des panneaux solaires. Cela peut paraître curieux à plusieurs égards. Selon l'analyse même de BDI, le potentiel « technique », soit le potentiel lié uniquement aux capacités de captation du vent et de l'ensoleillement sans considération des contraintes géographiques et économiques, est beaucoup plus élevé pour la production d'électricité à partir de panneaux photovoltaïques que pour les

¹²⁷ Les estimations projettent un facteur de charge plus élevé pour les panneaux solaires (+2 points) et les éoliennes sur terre (+4 points). Tandis que les chiffres de l'État allemand font état d'un facteur de charge moyen entre 10,3 % et 11,4 % pour les panneaux solaires et entre 18,3 % et 22,8 % pour les éoliennes sur terre, les calculs de BDI supposent des facteurs de charge de 12 % pour le solaire et de 28 % pour l'éolien sur terre. Pour cette dernière technologie, cela suppose des gains d'efficacité de plus de 25 % d'ici 2045. Ce qui paraît raisonnable et cohérent au regard des données de l'étude du *Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung*, qui prévoit que les heures de pleine charge même avec de faibles vents pourraient atteindre entre 3100 h et 3250 h par année en 2045 (alors qu'elles sont estimées en 2022 à 1600 à 2000 h) Sources : Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung. (2021, octobre). *Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich*. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung. Récupéré le 9 janvier 2025 de <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitaet-2045-szenarienreport/>. Calculs de l'auteur à partir des moyennes du nombre d'heures à pleine charge (*Vollaststunden*) évaluées à 900 à 1000 h pour les panneaux solaires et à 1600 à 2000 h pour les éoliennes sur terre. BMWK. (2022b). *Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2021*.

¹²⁸ Dans la filière des éoliennes sur terre, l'abolition de la règle fédérale de distance minimale avec les habitations, au profit d'une réglementation laissée à la discrétion de chaque *Land* (avec un plafond de 1000 m de distance maximum) a considérablement augmenté l'espace potentiellement exploitable Wind Europe. (2020, 19 mai). *German government drops the idea of a nationwide 1000m distance rule*. Wind Europe. Récupéré le 5 décembre 2023 de <https://windeurope.org/newsroom/news/german-government-drops-the-idea-of-a-nationwide-1000m-distance-rule/>. Pour les panneaux solaires, de meilleures évaluations du potentiel d'installations de panneaux solaires (sur les toits, les façades et les surfaces agricoles) et des changements réglementaires (en 2021 et 2023) pour faciliter leur installation dans les espaces libres ont également justifié des projections à la hausse Umweltbundesamt. (2022, Juillet). *Anpassung der Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen im EEG vor dem Hintergrund erhöhter Zubauziele*. Récupéré le 15 octobre 2023 de https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_76-2022_anpassung_der_flaechenkulisse_fuer_pv-freiflaechenanlagen_im_eeg_vor_dem_hintergrund_erhoehter_zubauziele.pdf.

éoliennes (4700 TWh contre 3400 TWh)¹²⁹ (BCG *et al.*, 2018, p. 248). Quant au « potentiel réalisable » qui prend en compte les contraintes spatiales, il est certes inférieur pour le solaire (490 TWh contre 720 TWh pour l'éolien), mais la contribution du solaire à la production électrique (projetée à 21,9 %) est proportionnellement deux fois moindre que ce potentiel (40 %). Par ailleurs, les projections du gouvernement fédéral concernant les capacités installées de panneaux solaires sont très éloignées de celles de BDI¹³⁰ : d'ici 2030, il prévoit 215 GW de panneaux solaires, tandis que BDI n'en prévoit que 140 GW. Comment expliquer cet écart et, de manière générale, ce privilège accordé aux éoliennes sur les panneaux solaires ?

Tableau 9.2 : Évaluations du « potentiel réalisable » ou des « limites réalistes de construction » de production d'électricité renouvelable par BDI selon ses études de 2018 (p.248) et 2021 (p.158) (en TWh)

	Projections de 2018	Projections de 2021
Panneaux solaires sur les toits	78-130	130
Panneaux solaires dans les espaces libres	140	360
Éoliennes sur terre	240	420
Éoliennes <i>off-shore</i>	300	300
Total	~800	1210

Si le potentiel technique du solaire semble important, il semble ne pas faire le poids face aux qualités supérieures quant à la valeur d'usage de l'électricité produite à partir des éoliennes. La source éolienne possède des qualités supérieures en termes de rendement (facteur de charge) et de correspondance temporelle. En Allemagne, non seulement les éoliennes sont opérationnelles en moyenne plus d'heures par année que les panneaux solaires (deux fois plus pour les éoliennes sur terre et jusqu'à quatre fois plus pour les éoliennes *off-shore*), mais de surcroît ce profil de production d'électricité correspondrait mieux à la demande. Comme le note l'État allemand, les deux sources d'énergie se complètent, puisque les panneaux solaires produisent principalement

¹²⁹ Nous indiquons ici les chiffres de l'étude de 2018, car le calcul du potentiel technique n'apparaît pas dans l'étude de 2021.

¹³⁰ Les différences de projections sont moins significatives pour les projections d'éoliennes sur terre 115 GW pour le gouvernement fédéral contre 98 GW pour BDI) et *off-shore* (30 GW contre 28 GW).

durant l'été, tandis que les éoliennes produisent plus pendant l'hiver. En outre, il y a souvent moins de vent par temps ensoleillé et plus par temps nuageux (BMWK, 2022b, p. 20).

BDI souligne la correspondance entre les vents importants de l'hiver et les besoins de chauffage lors de cette saison (BCG *et al.*, 2018). De plus, la production électrique à partir des panneaux solaires, malgré les possibilités de stockage, correspondrait moins bien, d'un « point de vue économique » au « profil de charge » exigé par certains consommateurs industriels, par exemple pour la chaleur industrielle (*Power-to-Heat*) et pour les électrolyseurs (BCG et BDI, 2021b, p. 158). Autrement dit, l'énergie solaire, en raison de ses plus grandes variations, ne serait pas compatible avec le modèle d'affaires de certaines productions industrielles, de même que la production d'hydrogène vert.

Nous pouvons ainsi faire l'hypothèse que c'est la possibilité de disposer d'une alimentation davantage en continu qui amène BDI à favoriser l'éolien sur le solaire. Du point de vue de l'ensemble du régime énergétique, dans un régime avec une base décarbonée, l'énergie éolienne permettrait mieux que le solaire de garantir la disponibilité temporelle de l'énergie comme marchandise possédant une valeur d'usage particulière : l'énergie éolienne est plus constante et plus adéquate aux flux de consommation continue, tandis que le solaire réintroduirait trop de variations liées au rythme biogéophysique du cycle diurne et du cycle saisonnier. Dans la situation géographique de l'Allemagne, il semble que ce soient les éoliennes qui permettent mieux que les panneaux solaires de contribuer à garantir une consommation d'électricité sans contrainte temporelle et avec le moins d'interruptions, et ce, malgré les limites plus importantes à leur déploiement spatial sur terre (car elles ne peuvent pas être installées sur des toits, nécessitent plus de surface par MW de capacité et créent davantage de conflits écoterritoriaux).

9.3.3 Avantage spatial et rendement des éoliennes off-shore

À l'intérieur de la catégorie des éoliennes, le développement des éoliennes *off-shore* est davantage encouragé par BDI. BDI soutient que les éoliennes *off-shore* devraient devenir la deuxième source de production électrique avec 26,7 % du mix électrique. Pourtant, en 2021, elles ne représentent que 10 % de l'électricité produite (5,6 % des capacités installées) contre 39 % pour les éoliennes sur terre et 21 % pour le solaire (BMWK, 2022b, p. 21). Concrètement, le plan de BDI signifierait

de multiplier par dix les capacités de production des éoliennes *off-shore* actuelles de l'Allemagne d'ici 2045, pendant qu'en même temps les capacités des éoliennes sur terre seraient multipliées seulement par quatre. Cela dit, cette croissance des éoliennes *off-shore* est identique à celle envisagée pour le gouvernement fédéral (70 GW installés en 2045), qui prévoit cependant une plus grande croissance des éoliennes sur terre (115 GW installés en 2045) (Wettengel, 2023b).

Pourquoi BDI et le gouvernement défendent-ils un tel développement accéléré des éoliennes *off-shore* ? À l'aune des calculs utilisés par BDI, il semble que le facteur de charge projeté des éoliennes soit largement au-dessus des éoliennes sur terre (évalué en moyenne à 48 %). Cela supposerait dans les prochaines années des gains d'efficacité importants (mais probables), puisque selon les chiffres de l'État allemand, ce facteur de charge se situe entre 35 et 43 % (BMWK, 2022b, p. 15 et 20)¹³¹. Dans tous les cas, il n'en demeure pas moins que le facteur de charge est déjà très largement favorable aux éoliennes *off-shore*. Selon les relevés, les parcs d'éoliennes *off-shore* produiraient de l'électricité presque tous les jours de l'année. Leur fiabilité serait telle que les opérateurs de réseau électrique allemand auraient commencé en 2022 à les utiliser pour stabiliser le système électrique, en tant que réserve de capacité secondaire, rôle qui était auparavant dévolue à des centrales thermiques (Wehrmann, Benjamin 2022). Du point de vue des opérateurs (fournisseurs d'électricité), il paraît clair que ce sont les éoliennes *off-shore* qui ont le plus grand potentiel économique en Allemagne, devant les éoliennes sur terre et loin devant les panneaux solaires : en étant capable de vendre de l'électricité pendant plus d'heures par année, une éolienne peut plus rapidement être rentabilisée. En outre, en termes de modèle d'affaires, le profil de production des centrales éoliennes *off-shore* correspondrait davantage au profil de production traditionnelle du « vieux régime énergétique centralisé » basé sur les énergies fossiles et le nucléaire (Haas, T. et Sander, 2016, p. 123), dans la mesure où ils exigent des installations à grande échelle et ainsi des investissements initiaux importants. Dans les investissements en électricité renouvelable des quatre entreprises oligopolistiques, 60 à 70 % ont été concentrés dans l'éolien, la plus grande part dans

¹³¹ Il semble que le maximum des heures de pleine charge serait atteint en 2030 (autour de 3900 h contre un maximum de 3800 h en 2021), puis chuterait légèrement jusqu'en 2045 (entre 3675 h et 3780 h), en raison de la nuisance des parcs éoliens entre eux. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung. (2021, octobre). *Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich*. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung. Récupéré le 9 janvier 2025 de <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitat-2045-szenarienreport/>

les parcs *off-shore*¹³². Cette technologie est la seule des énergies renouvelables dans laquelle les *großen Vier* ont acquis une position de force, car elle leur conférerait d'importants avantages : les grands opérateurs électriques font partie des rares acteurs à pouvoir assumer les énormes coûts d'investissements de ces éoliennes et ils ont déjà (et uniquement) une expérience avec la production centralisée et à grande échelle. Ainsi, ils ont pu faire leur entrée sur ce marché, réduire la concurrence et travailler à établir les conditions de base du système des énergies renouvelables (Sander, 2016, p. 151-152). Ce type de production est plus difficilement accessible par les petits producteurs, comme les coopératives citoyennes ou les administrations municipales.

Depuis l'installation du premier parc éolien *off-shore* en 2010, les coûts de construction auraient radicalement chuté. Dans la période de 2011 à 2021, le taux de croissance moyen des éoliennes *off-shore* étaient annuellement de 63 %, contre 7 % pour les éoliennes sur terre et 12 % pour les panneaux solaires (BMWK, 2022b, p. 18). Les coûts auraient chuté à un tel point que des projets sans aucun soutien étatique auraient vu le jour dès la première ronde d'enchères inversées de 2017. La compagnie Ørsted (précédemment Dong Energy), possédée majoritairement par l'État danois (50,12 % des actions), a pu faire cette première offre sur la base d'une combinaison de facteurs permettant de maximiser les projections de rentabilité : des turbines plus grandes (avec plus de puissance et ainsi moins d'unités à entretenir); des économies d'échelle (combinaison de deux parcs en un seul grand projet); une localisation où les vents sont particulièrement forts et une extension de la durée de vie des éoliennes 25 à 30 ans (Amelang, 2017). Notons également qu'Ørsted est une des plus grandes entreprises au monde dans le secteur éolien¹³³. En 2021, les multinationales de l'électricité RWE et EDF ont aussi gagné les enchères en soumettant des propositions sans aucun soutien financier de l'État (Wehrmann, 2021b). Parmi toutes les énergies

¹³² En 2012, les *großen Vier* étaient les premiers propriétaires des parcs off-shore avec 32 % des capacités, devant les banques et institutions de financement (19 %). Sander, H. (2016). *Auf dem Weg zum grünen Kapitalismus? die Energiewende nach Fukushima*. Bertz + Fischer.

¹³³ En 2019, elle était 37^e du *Top 250 Global energy company rankings* produit par Platts S&P Global Platts. (2019). *Top 250 Global Energy Companies*. S&P Global Platts. Récupéré le 9 janvier 2025 de https://www.spglobal.com/_media/documents/pl-appec-insight.pdf En 2020, elle a atteint une capitalisation récente au-dessus de BP Eckhouse, B., Morison, R., Mathis, W., Wade, W. et Warren, H. (2020, 30 novembre). The New Energy Giants are Renewables. *Bloomberg Green*. <https://www.bloomberg.com/graphics/2020-renewable-energy-supermajors/>

renouvelables, la filière des éoliennes *off-shore* semble bel et bien la plus intéressante du point de vue de la rentabilité, en même temps que celle qui requiert les plus grands investissements.

Si le facteur de charge supérieur des éoliennes *off-shore* par rapport aux éoliennes sur terre relève du temps, il s'explique cependant surtout par l'espace (et dans une moindre mesure par leur taille souvent supérieure par rapport aux éoliennes sur terre). En effet, les rendements supérieurs obtenus par les éoliennes *off-shore* s'expliquent essentiellement par la plus grande constance et intensité des vents, liés à leur situation géographique en mer. En outre, d'un point de vue social, ces éoliennes entrent moins en conflit avec d'autres usages. Certes, elles peuvent représenter des obstacles pour les trajets en bateau et la pêche (BCG *et al.*, 2018, p. 248). Cela étant dit, il paraît significatif que l'écart entre le potentiel « réalisable » et le potentiel « technique » mesuré en TWh soit le plus petit pour les éoliennes *off-shore* : il semble que cette filière soit celle sur laquelle pèsent le moins les contraintes sociales liées à « l'acceptabilité » et à l'occupation de l'espace. Les éoliennes *off-shore* occupent certes un espace significatif en surface relativement aux énergies fossiles souterraines, mais toute proportion gardée, leur dimension spatiale pèse moins que les éoliennes sur terre ou les panneaux solaires. D'un point de vue naturel, elles sont moins soumises aux variations des vents de la terre ferme, tandis que d'un point de vue social, elles représentent moins de potentiels objets de conflits sociaux liés à l'occupation de l'espace. Situées dans des non-lieux, dans des espaces inhabités et peu fréquentés, les éoliennes *off-shore*, par leur relative abstraction de la géographie des terres habitées, recèlent un potentiel de développement énergétique plus rapide et, surtout, à haut rendement. Tendanciellement, il semble que se dessine ici une corrélation forte entre les dimensions abstraites de la valeur d'usage d'une source énergétique renouvelable et son potentiel capitaliste : plus l'énergie s'abstrait de l'espace vécu, plus elle s'abstrait des variations biophysiques temporelles, plus elle recèle un potentiel de rentabilité. Là où cette rentabilité est la plus importante se trouvent les plus gros joueurs du marché des énergies renouvelables.

Du point de vue des consommateurs industriels d'électricité, privilégier le développement des éoliennes *off-shore* revient à privilégier une voie qui mise davantage sur la « sécurité énergétique ». C'est également miser sur une voie qui privilégie les projets de développement à grande échelle et centralisé, plutôt qu'un développement décentralisé et à petite échelle (à l'image des panneaux solaires sur les toits).

9.3.4 Limites de l'électricité renouvelable : contraintes de surface et variations temporelles

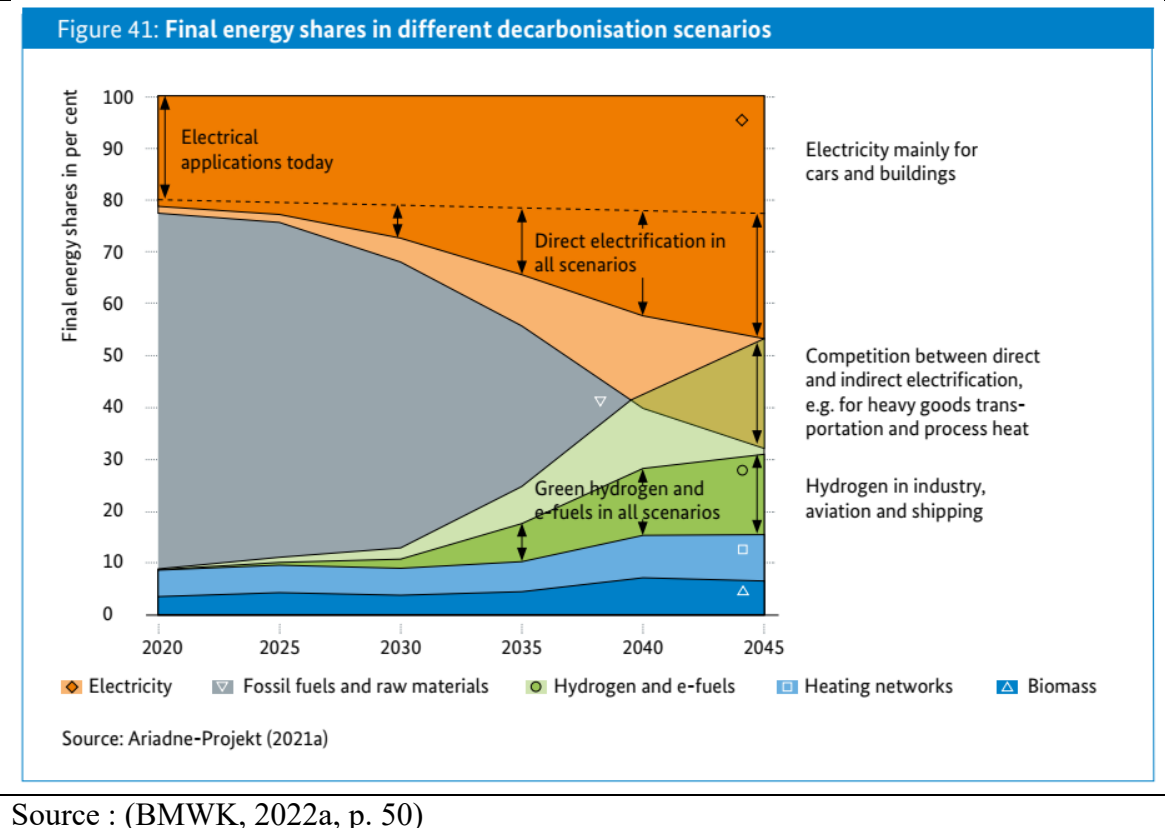
Aux yeux de BDI, les éoliennes et les panneaux solaires possèdent cependant des limites importantes qui les rendent incapables de satisfaire à elles seules l'ensemble des attentes de la demande électrique d'une économie décarbonée. L'espace exigé pour leur déploiement limite le maximum d'électricité qu'il est possible de produire. Le caractère variable de leur production exige des sources d'appoint afin d'assurer la « sécurité énergétique ». Ces deux dimensions convergent pour soutenir le déploiement de l'économie de l'hydrogène et de ses dérivés.

De manière récurrente, BDI considère que l'Allemagne ne possède pas suffisamment d'espace pour accueillir une production d'électricité issue des énergies renouvelables qui soit à la hauteur de la demande énergétique de l'ensemble de l'économie. Sans être très précise, l'étude de 2021 de BDI insiste à l'effet que des restrictions à la fois « techniques, écologiques, économiques et d'acceptabilité sociale » limitent le potentiel « réalisable » d'installation des énergies renouvelables à environ 1210 TWh par année (BCG et BDI, 2021b, p. 158), tandis que le potentiel « technique » serait au moins de 7800 TWh (BCG *et al.*, 2018, p. 60, 248)¹³⁴. À première vue, ces restrictions semblent surtout liées à des enjeux d'occupation de la surface (bien que cet espace soit évidemment fonction d'un certain rendement technologique). Par exemple, il est spécifié que l'exploitation du potentiel solaire serait limitée par la concurrence avec les terres arables, les espaces verts et les installations pour l'énergie solaire thermique. De son côté, l'installation des éoliennes sur terre serait limitée par leur plus faible « acceptabilité sociale », la planification publique du développement du territoire et les distances minimales à respecter avec les habitations (BCG *et al.*, 2018, p. 248). C'est pourquoi BDI exige des changements réglementaires, en particulier pour augmenter le potentiel éolien (BDI, 2021g, 2021h). Cela étant dit, même avec l'augmentation récente de ce potentiel de construction permis par les changements réglementaires, les espaces nécessaires seraient, aux yeux de BDI, insuffisants au regard de la demande énergétique globale. Ces limites spatiales ne sont pas que physiques, mais ont en réalité une double dimension sociale : l'espace est restreint par les usages sociaux concurrents, mais, surtout, il n'apparaît comme

¹³⁴ Le potentiel technique n'a pas fait l'objet d'une nouvelle évaluation dans l'étude *Klimapfade* de 2021.

une véritable limite que relativement à une demande énergétique élevée qui, elle, n'est pas l'objet de remise en question.

Figure 9.3 : Parts de l'énergie finale dans différents scénarios de décarbonation



En outre, il semble que les limites à la production d'électricité renouvelable tout comme à l'électrification des usages, présentés par BDI comme des nécessités, soient surtout *la conséquence d'une maximisation de l'usage de l'hydrogène et de ses dérivés*. En effet, selon l'étude comparative des scénarios de transition énergétique réalisée par le *Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung*, l'électrification directe pourrait occuper près de 70 % de l'ensemble de l'énergie finale consommée, ne laissant que moins de 10 % de l'énergie finale à l'hydrogène et à ses dérivés, qui seraient strictement réservés aux usages dits « sans regret » (*Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung*, 2021, p. 180). Comme le montre le graphique 5, le scénario retenu par BDI, qui implique une électrification de 48 % de la consommation d'énergie primaire (probablement un peu plus en termes d'énergie finale), ferait partie des scénarios qui font le plus de place à l'hydrogène et à ses dérivés. Comme nous le développerons plus tard, ce choix nous paraît surdéterminé par la

préservation de certaines propriétés du système énergétique plus favorables à l'accumulation capitaliste à long terme et en même temps par les intérêts conjoncturels à court terme de l'industrie fossile.

9.3.5 Flexibilisation du système électrique : réponse technique à la variation des énergies renouvelables

L'intégration des énergies renouvelables forcerait en outre une restructuration importante du système électrique, synthétisée par le concept de « flexibilisation ». On entend par là que le système électrique doit pouvoir s'adapter au caractère « variable » et « volatile » du soleil et du vent. Cette adaptation présuppose pour l'essentiel de maintenir le plus possible la production électrique à un niveau stable pour répondre au principe normatif de la « sécurité énergétique ». Autrement dit, la flexibilité consiste pour l'essentiel à faire des limites spatio-temporelles des énergies renouvelables des problèmes à résoudre de manière surtout technique. Le concept de flexibilité, tel qu'utilisé par les gestionnaires des systèmes énergétiques, tend à considérer comme fixes ou inflexibles les besoins en énergie et, paradoxalement, à favoriser de manière performative le maintien de pratiques énergivores (Blue *et al.*, 2020).

Les mesures de flexibilisation préconisées par BDI peuvent être rassemblées en trois grandes catégories¹³⁵ : 1) la construction de nouvelles centrales thermiques (flexibilisation de l'offre); 2) les transformations du réseau électrique (extension, numérisation, stockage) ; 3) la flexibilisation de la consommation (BCG *et al.*, 2018, p. 256; BDI, 2023e).

9.3.6 Assurer une surproduction et compenser les variations temporelles : flexibiliser l'offre en construisant de nouvelles centrales thermiques

Pour BDI, il est absolument nécessaire de prévoir des capacités de production électrique provenant de centrales thermiques pour assurer la « sécurité énergétique », en particulier durant les périodes de pointe. Notons que la littérature scientifique reconnaît qu'une autre voie de flexibilisation de l'offre pourrait passer par un surcroît d'installation de capacités d'énergies renouvelables variables.

¹³⁵ Permettre des capacités d'autoproduction d'électricité fait également partie des solutions préconisées par BDI pour faire face au caractère « volatile » des énergies renouvelables. Cela étant dit, cette voie semble marginale en termes de quantité d'électricité consommée et peu développé dans les recommandations subséquentes de BDI. BDI. (2014). *Versorgungssicherheit gewährleisten – umsichtig, umfassend und europäisch, Handlungsempfehlungen des BDI für das zukünftige Strommarktdesign*.

La flexibilité serait cependant unilatérale, car elle consisterait essentiellement en la possibilité d'endiguement (*curtailment*) des surplus, soit la possibilité de ne pas transmettre le surplus de puissance au réseau électrique, ce qui signifie d'accepter de perdre de l'électricité et, pour les opérateurs, les revenus associés (Lund, P. D. *et al.*, 2015).

Tout en considérant d'autres façons d'assurer un équilibre entre l'offre et la demande électrique, BDI considère que le caractère « variable » des énergies renouvelables créerait trop d'incertitudes pour faire reposer toute la production électrique uniquement sur ces sources. Les coûts des installations supplémentaires pour assurer la redondance et éviter de subir trop les variations paraissent certainement prohibitifs, surtout au regard de la hauteur de la consommation d'électricité envisagée. Quant aux capacités de stockage (limitées à 39 GW), elles ne semblent pas pouvoir assurer un approvisionnement électrique durant « plusieurs jours, voire plusieurs semaines » (BCG et BDI, 2021b, p. 161). Afin d'assurer la sécurité énergétique en fournissant sans interruption les charges inflexibles, BDI soutient que la voie la plus économique consisterait en diverses capacités de « backup flexible » (BCG *et al.*, 2018, p. 67) à hauteur 114 GW d'ici 2045 (selon ses projections de 2021), soit 18 % du total des capacités de production électrique. Là-dessus, 88 GW serait essentiellement assuré par des centrales thermiques au gaz fossile. La part résiduelle de la flexibilité étant assurée, en ordre de proportion, par la biomasse, diverses formes de stockage, les électrolyseurs, les éoliennes, des centrales au fil de l'eau et par le *demand-side-management* (voir plus bas).

Les nouvelles centrales thermiques construites devraient toutefois être conçues de manière à être « H2-ready », c'est-à-dire prêtes à accueillir de l'hydrogène (éventuellement vert) dès qu'il sera plus abondant sur le marché (BCG et BDI, 2021b, p. 162). Sur une base annuelle, en 2045, ces centrales alimentées au « gaz verts » devraient produire 67 TWh, soit 6,1 % de toute la production électrique (BCG et BDI, 2021b; BCG *et al.*, 2018). Si cette proportion apparaît mince, elle exigerait toutefois la construction de nouvelles capacités de production de 43 GW d'ici 2030, soit la « plus grande extension des centrales thermiques jamais planifiée en Allemagne » (BCG et BDI, 2021b, p. 158). En termes relatifs, cela reviendrait à plus que doubler les 31 GW des centrales au gaz déjà établies en 2019. Par ailleurs, il faut remarquer que ces 88 GW de capacités installées auraient le potentiel de produire six fois plus d'électricité que la portion réduite attribuée dans cette trajectoire, soit au moins 439 TWh par année (calculé avec un facteur de charge plutôt conservateur d'au moins

57 %¹³⁶), équivalent à 40 % de la production électrique projetée pour 2045. Il s'agirait d'une assurance contre les ruptures électriques aux proportions significatives, qui exigerait cependant d'importantes quantités de gaz (fossile ou pas) pour fonctionner autant. Le prix de la sécurité énergétique, ou son sens réel dans le cadre d'une économie du capitalisme avancé, serait une *surproduction massive de capacités électriques thermiques*.

Cette position qui consiste à considérer comme indispensables des centrales thermiques pour assurer la « sécurité énergétique » de l'ensemble du système électrique se présente comme une constante de l'alignement de BDI depuis au moins 2013. Seule la nature des carburants utilisés semble varier dans la période de 2013 à 2023. Tandis que BDI pouvait encore soutenir la nécessité des centrales au charbon en 2013 (BDI, 2013, p. 7), son étude de 2018 juge la sortie du charbon inévitable, pour des raisons à la fois climatique et économique (BCG *et al.*, 2018, p. 251). Toutefois, dans les recommandations faisant suite à cette étude, BDI soutient qu'il faut adopter une approche « réaliste », ce qui implique à court terme le maintien des centrales au charbon (BDI, 2018a, p. 16). À partir de 2018, BDI en vient finalement à soutenir de nouveaux investissements dans les centrales au gaz fossile, en présentant l'usage de ce carburant fossile comme étant transitoire, avant la généralisation de l'hydrogène (BCG *et al.*, 2018). En 2021, à l'Union européenne, elle défend la reconnaissance des centrales au gaz comme une technologie « durable » (*nachhaltige*) ou de « transition » (*Übergang*), dans la mesure où elle émet moins de CO₂ que les centrales au charbon et pourrait, éventuellement, accueillir des carburants carboneutres d'ici 2045 (BDI, 2021f)¹³⁷. Elle gagnera d'ailleurs cette bataille dans la taxonomie « verte » de l'Union européenne, qui encadre les investissements financiers¹³⁸. Quant à la sortie du charbon, elle ne devrait se faire qu'au même

¹³⁶ Calcul de l'auteur effectué en empruntant le facteur de charge des meilleures centrales thermiques, soit celles à cycle combiné fonctionnant au gaz fossile. Ce facteur pourrait augmenter avec les gains d'efficacité anticipés. Source : U.S. Energy Information Administration. (2023, 19 octobre 2023). *Capacity Factors for Utility Scale Generators Primarily Using Fossil Fuels, Table 4.08.A*. U.S. Energy Information Administration. Récupéré le 10 juillet 2024 de https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_04_08_a.html

¹³⁷ En 2021, la Commission européenne reconnaît le « rôle transitoire du gaz naturel fossile », tout en encourageant la décarbonation des centrales électriques, établissant notamment comme échéance pour les contrats à long terme de gaz fossile à l'année 2049. Source: Commission européenne. (2021). *Questions et réponses relatives au paquet sur l'hydrogène et le gaz décarboné*. Bruxelles.

¹³⁸ Depuis 2022, certaines nouvelles centrales au gaz construites avant le 31 décembre 2030 peuvent être considérées comme « durables » si elles respectent (en résumé) les conditions suivantes : 1) si elles remplacent des centrales au charbon ; 2) si on a démontré que l'électricité ne peut pas être produite à partir de sources renouvelables; 3) si leur capacité ne dépasse pas 15 % de la capacité remplacée; 4) si elles sont prêtes, d'ici 2035, à accueillir 100 % de

tempo que la construction de ces centrales au gaz (et des infrastructures renouvelables), seul rythme compatible avec le maintien de la « sécurité énergétique ». BDI a ainsi salué la position de la coalition gouvernementale de 2021, qui a précisé que la sortie du charbon devait « idéalement » être complétée en 2030, sans imposer de date ferme (BDI, 2021h). Autrement dit, il faudrait que les centrales au charbon restent en activité après 2030, si les centrales au gaz ne sont pas construites au rythme attendu pour combler la demande électrique¹³⁹ (BCG et BDI, 2021b, p. 162).

Du point de vue du régime énergétique dans son ensemble, la technique de la combustion et la forme énergétique gazeuse sont présentées ainsi comme indépassables, les autres options étant considérées comme trop coûteuses ou techniquement irréalistes. Quelles attentes du régime énergétique sont attachées à ces éléments, tout en étant séparables des énergies fossiles ? La forme gaz possède une « autonomie » de stockage à long terme que ne peuvent atteindre les autres formes énergétiques, que ce soit les batteries électriques, les centrales de pompage-turbinage et les stockages en caverne (BCG *et al.*, 2018, p. 252). Quant à la combustion, elle peut jouer un rôle d'énergie de base (*baseload*) mais aussi et surtout d'énergie acheminable (*dispatchable*); on peut la convoquer à volonté comme *backup*, contrairement au soleil et, dans une moindre mesure, au vent (voir ci-dessus). Cela exprime une quête d'une plus grande capacité de contrôle. Les turbines à gaz sont reconnues pour leur temps de démarrage (à froid) et de synchronisation très rapide (5

combustibles renouvelables ou à faible teneur en carbone ; 5) si le remplacement entraîne une réduction des émissions de 55 % sur la durée de vie de la capacité installée ; 6) si ses émissions directes sont inférieures à 270 g CO₂e/kWh ou ne dépassent pas une moyenne de 550 kg CO₂e/kW de la capacité installée sur 20 ans. Toutefois, les prescriptions de taux de gaz décarbonés initialement prévus (de 30 % d'ici 2025 et 55 % d'ici 2030) ont été abandonnés suite aux pressions de l'Allemagne. Cependant, certaines demandes de l'industrie du gaz n'ont pas été satisfaites, comme le retrait de la moyenne d'émissions de 550 kg CO₂e/kW sur 20 ans, équivalent à un fonctionnement de 2 000 heures par an. Sources : Commission européenne. (2022). *Règlement délégué (UE) 2022/1214 de la Commission du 9 mars 2022 modifiant le règlement délégué (UE) 2021/2139 en ce qui concerne les activités économiques exercées dans certains secteurs de l'énergie et le règlement délégué (UE) 2021/2178 en ce qui concerne les informations à publier spécifiquement pour ces activités économiques*. Bruxelles : Journal officiel de l'Union européenne, Kurmayer, N. J. (2022, 2 février). *L'industrie allemande remporte une victoire dans la taxonomie européenne*. Euractiv. Récupéré le 5 décembre 2023 de <https://www.euractiv.fr/section/climat/news/lindustrie-allemande-remporte-une-victoire-dans-la-taxonomie-europeenne/>, Simon, F. (2022, 3 février). *Taxonomie : l'UE accorde officiellement le label vert au nucléaire et au gaz*. Euractiv. Récupéré le 5 décembre 2023 de <https://www.euractiv.fr/section/energie-climat/news/taxonomie-lue-accorde-officiellement-le-label-vert-au-nucleaire-et-au-gaz/>

¹³⁹ Il faudrait environ 6 ans pour construire une centrale de ce type, de la demande d'autorisation à sa finalisation complète, selon BDEW. C'est pourquoi l'association énergétique craint que les centrales ne soient pas construites à temps et exige le maintien des centrales au charbon. Meza, E. (2023, 21 novembre). *Earlier German coal phase-out requires new gas plant projects "within a few weeks" – energy industry*. Clean Energy Wire. Récupéré le 14 décembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/news/earlier-german-coal-phase-out-requires-new-gas-plant-projects-within-few-weeks-energy-industry>

minutes) avec une montée en puissance également très rapide (3 à 5 % par minute) permettant d'atteindre leur puissance nominale en une à deux heures¹⁴⁰. Cette caractéristique permet au système électrique d'absorber les variations sur le court terme (Lund, P. D. *et al.*, 2015). Ensemble, cette technique de conversion et cette forme énergétique permettent d'assurer au régime une situation d'*abondance* ou de surplus rassurante pour le système électrique, et ainsi pour l'ensemble de l'économie. Dans une économie caractérisée par des forces oligopolistiques, disposer de puissance électrique supplémentaire constitue un atout indispensable pour les corporations afin de leur assurer les marges de manœuvre nécessaire pour s'adapter aux variations du marché et ainsi conserver leur position dominante (Sweezy, 1981). Dans une économie grandement électrifiée, ces surcapacités représentent également des conditions de survie pour l'ensemble de la reproduction sociale. La combustion et la forme-gaz permettent que l'électricité soit disponible en quantité suffisante, mais aussi *sans aucune interruption*, peu importe sa source (idéalement avec de faibles ou aucune émission). Cette exigence de flux continu sans variation temporelle lié à la météorologie renvoie dans le discours de BDI à la « sécurité énergétique » et repose, matériellement, sur la substituabilité et la complémentarité des sources énergétique. Les centrales thermiques doivent *compléter* les énergies éoliennes et solaires. Les énergies qui alimentent les centrales thermiques sont, elles, *substituables* et doivent se succéder de manière coordonnée, encore là sans interruption de capacités : du charbon au gaz fossile, puis à l'hydrogène bleu (ou gris ?), enfin à l'hydrogène vert ou au méthane synthétique (réuni sous l'appellation générale de « gaz verts »), la transition ne doit faire subir au régime aucune rupture. Le maintien de l'intégrité du régime énergétique ne concerne donc pas seulement les deux extrémités temporelles de la transition (aujourd'hui et 2045), mais constitue aussi une exigence dynamique de chaque moment successif du processus historique que représente la transition.

9.3.7 Assurer un flux électrique continu malgré les variations: étendre, numériser, stocker

Au-delà de l'ajout de nouvelles capacités électriques par des centrales thermiques, l'accueil des contraintes des énergies renouvelables pourrait passer par trois transformations du réseau électrique pour en développer la flexibilité. La gestion de la flexibilité répond à l'exigence de synchronicité

¹⁴⁰ À chaud, moyennant le maintien de la chaleur pour garder l'eau chaude pour les turbines, une centrale thermique peut acheminer de l'électricité supplémentaire en quelques dizaines de secondes. Pour les moteurs à essence, le temps pour arriver à la charge nominale à froid est de seulement quelques minutes.

ou de correspondance entre l'offre et la demande sur le réseau électrique. Comme le souligne BDI, cette dimension temporelle s'entrecroise avec la dimension spatiale et sera mis à l'épreuve par la place grandissante du solaire et de l'éolien : la production électrique doit accueillir la fluctuation temporelle et la dispersion géographique dans ces nouveaux paramètres. La dimension temporelle – l'exigence de synchronicité – peut être surmontée par des capacités de stockage à court terme, par la numérisation « intelligente » du réseau, mais aussi par l'extension du réseau de transport et de distribution (BDI, 2022a, p. 9).

L'extension du réseau se présente ainsi comme une réponse à la fois à la contrainte spatiale et à la contrainte temporelle des énergies renouvelables : en même temps qu'il est nécessaire pour relier les unités de production plus dispersées sur le territoire que ne l'étaient les centrales conventionnelles, il fournit aussi le moyen d'un équilibre des variations temporelles de production en fonction de la météorologie. Le souci pour l'extension du réseau fait partie des positions de BDI au moins depuis 2013, alors qu'elle soulignait que la situation du développement rapide des énergies renouvelables provoquait des surcharges électriques sur le réseau dans certaines régions, qui se voyaient incapables de transporter plus loin ces surplus par manque de lignes électriques (BDI, 2013). Ces surplus, endigués ou vendus à perte, représentent des pertes de profits potentiels du point de vue des producteurs. Du point de vue des consommateurs (industriels surtout), cela représente des potentiels manques, mais surtout des coûts d'électricité supérieurs, car ne bénéficiant pas d'une situation d'excès d'offre sur le marché. BDI s'est préoccupé en particulier des goulets d'étranglement liés aux limites de transport électrique entre le Nord et le Sud du pays (de même qu'avec les régions frontalières), qui auraient mis en situation difficile la consommation dans le Sud, surtout dans le contexte de la fermeture des centrales nucléaires (BDI, 2014, p. 6). En 2018, BDI s'inquiète toujours de potentiels retards dans la construction du réseau qui pourrait représenter ni plus ni moins qu'un « facteur de risque » pour le succès d'ensemble de la transition énergétique (BDI, 2018a, p. 26). Cette insistance demeure présente en 2021, tandis que la construction du réseau de transport doit également davantage travailler à l'intégration des éoliennes *off-shore* (BCG et BDI, 2021b, p. 160). Elle note par ailleurs qu'une plus grande intégration au marché européen de l'électricité permettrait une plus grande flexibilité, en raison des différences régionales en matière d'ensoleillement et de vent (BCG et BDI, 2021b, p. 255). La production électrique *in situ* impliquée par les éoliennes et les panneaux solaires crée une contrainte spatiale à

laquelle aucune adaptation n'est envisagée : il n'est jamais question de relocaliser les industries énergivores en fonction de la production d'électricité renouvelable ou d'adapter leur consommation. Les industries doivent pouvoir rester en place et le développement industriel ne doit être entravé par aucune limitation spatiale liée à des manques de puissance électrique dans certaines régions du territoire. Tandis que les installations électriques pouvaient être plus facilement rapprochées des consommateurs par la relative flexibilité géographique dans l'installation des centrales thermiques, la relative inflexibilité géographique des éoliennes et des panneaux solaires – leur caractère résolument ancré dans le territoire concret (pour une production significative) – doit être compensée par un surcroît d'infrastructures de transport et de distribution. Plus le réseau sera étendu, plus les sources seront interconnectées, moins la spatiotemporalité concrète des éoliennes et des panneaux solaires pèsera sur le régime énergétique.

La numérisation du réseau électrique constitue un autre moyen technique pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. BDI croit que l'intelligence artificielle pourrait être d'une aide précieuse pour une meilleure intégration de la production et de la consommation décentralisée, notamment par ses capacités de prévision et ses calculs permettant d'optimiser les horaires (BDI, 2018b, p. 6), de même que par l'automatisation des mécanismes de flexibilisation de la demande¹⁴¹. Les *smart energy grids* constitueraient un élément important dans la vague de numérisation des processus économiques, des techniques de construction aux procédés industriels, qui représente autant d'opportunités d'affaires (BDI, 2021j, 2021i). Mais surtout, la numérisation et l'automatisation constitueraient les clés de la maîtrise des instruments de la sécurité énergétique (BDI, 2022a, p. 9). Les limites de capacités productives et en particulier les contraintes temporelles à la production électrique provenant des énergies renouvelables peuvent ainsi être amorties grâce à un surcroît de technologie.

¹⁴¹ Pour cette raison, elle soutient que les données numériques collectées par l'internet des objets, dans les chaînes d'approvisionnement ou encore sur la conduite des automobiles électriques doivent être rendues facilement accessibles. Il s'agirait d'une condition essentielle pour la réalisation du plein potentiel d'optimisation de la gestion énergétique par l'intelligence artificielle BDI. (2018b, novembre). *Internet der Energie – Künstliche Intelligenz aus der Sicht von Energie und Klima*. . Par ailleurs, elle croit que la numérisation croissante des technologies permettrait globalement de faire converger des intérêts sociaux et écologiques, en créant des emplois innovants et en améliorant le confort.

Enfin, le stockage constitue le dernier moyen considéré pour assurer la flexibilité du réseau électrique. BDI soutient que le stockage va jouer un « rôle central » dans le système énergétique du futur (BDI et Deutscher Industrie- und Handelskammertag, 2018, p. 8). D'ici 2030, BDI soutient qu'il faudrait développer 21 GW de capacités de stockage dans le réseau, dont 12 GW de batteries électriques, afin d'intégrer les capacités de production renouvelable dans le réseau électrique de manière « efficiente d'un point de vue des coûts » (BCG et BDI, 2021b, p. 160). En accumulant de l'électricité durant les périodes d'excès de production, puis en utilisant ces surplus accumulés dans les moments de pénuries, le stockage permettrait d'amortir les variations temporelles des énergies renouvelables. Il maintiendrait une certaine constance et prévisibilité des prix d'électricité par une production elle-même constante. Le stockage contribue à la préservation de l'intégrité du régime énergétique en participant du maintien d'une disponibilité ininterrompue de l'énergie commerciale : malgré les variations de production d'électricité renouvelable derrière la scène, il aide à maintenir, du côté de la consommation, un flux continu d'énergie disponible.

9.3.8 Flexibiliser la demande : marchandiser la réduction occasionnelle de consommation

Pour affronter les contraintes de l'électricité renouvelable, BDI prend aussi au sérieux la nécessité de rendre plus flexible le système électrique en modifiant la demande (*demand response*), le seul des moyens considérés qui n'est pas strictement technique. Ce concept rassemble un ensemble de mesures qui consistent essentiellement à demander aux consommateurs de s'adapter aux variations de la production d'électricité renouvelable, en concentrant leur consommation importante dans les moments de forte production (surplus de l'offre) et en réduisant leur consommation dans les périodes de pointe (excès de demande), en échange de réduction de tarifs, d'une rémunération ou en imposant des pénalités. Les premières initiatives de réponse à la demande visaient les grandes entités industrielles qui consommaient d'immenses quantités d'électricité. Selon BDI, la flexibilité des consommateurs d'électricité (individus et industries confondues) pourrait atteindre l'équivalent d'une puissance 58 GW en 2030 (soit 15 % de la puissance installée), ce qui permettrait d'éviter d'augmenter les besoins en constructions de centrales thermiques (BCG et BDI, 2021b, p. 161).

Cela paraît possible pour certaines industries énergivores, dans la mesure où elles ne « dépendent pas d'une consommation continue » (BCG et BDI, 2021b, p. 161). Ce type d'arrangement existe en Allemagne dans des contrats privés depuis un certain temps, permettant de déplacer leurs heures

d'appels de puissance ou de réduire temporairement le niveau de puissance demandée. Depuis 2013, cette possibilité est encadrée par le Règlement sur les charges ininterrompibles (*Verordnung zu abschaltbaren Lasten*, ABLaV), réformé en 2016, puis progressivement abrogé jusqu'en décembre 2023. Cette interruption ou réduction est de courte durée; elle est laissée au pouvoir discrétionnaire des entreprises¹⁴² et est compensée financièrement (BDI, 2014, p. 5), par le biais d'un surcoût redistribué sur l'ensemble des consommateurs (*Umlage für abschaltbare Lasten*). Par le mécanisme volontaire de l'ABLaV, BDI considère que plusieurs entreprises flexibles ont accepté de réduire leur consommation au bénéfice de la stabilité du système, empêchant ainsi que des entreprises inflexibles se retrouvent avec des coupures d'alimentation fatales pour leur modèle d'affaires. C'est pourquoi elle demandait en 2022 de prolonger l'application de ce règlement, en particulier dans le contexte de la crise énergétique provoquée par la guerre en Ukraine (BDI *et al.*, 2022). Selon BDI, les principaux domaines qui pourraient, dans l'avenir, accepter cette flexibilité et ainsi réduire leur demande électrique de manière occasionnelle seraient la production d'hydrogène, la mobilité électrique, les thermopompes avec réservoir d'eau chaude, le chauffage à distance (réseau de chaleur) et certaines industries.

Dans les industries, cette flexibilisation peut se présenter selon différentes configurations. Les usines d'aluminium en Allemagne peuvent déjà être arrêtées une fois par jour pendant une heure, comme le note BDI dans son étude de 2021. Selon d'autres données tirées du contexte allemand, il est possible, dans une fonderie de fer et d'acier, de déplacer un appel de charge de 6 MW (entre 10h et 14h); dans une papeterie, la production de la pulpe qui requiert 35 MW peut être arrêtée pendant 2,5 h; dans une usine de graphite, une interruption de 15 minutes est possible mais au prix d'un appel de puissance supérieure par la suite (Roth *et al.*, 2020, p. 10).

Ce délestage aurait pour principale fonction d'assurer la « sécurité énergétique », ici entendue comme la stabilité d'ensemble du système électrique dans les moments critiques de pointe. Son

¹⁴² Il s'agit des entreprises qui exigent des puissances de plus de 50 MW, comme dans la production d'aluminium et la chimie. Dans la réforme de 2016, cette charge a été réduite à 5 MW. Le prix fixe a été remplacé par un prix par appel d'offres avec un plafond à 400 €/MW. Une entreprise peut annuellement cumuler un maximum de 500 000 € pour de telles interruptions de charge. Il s'agit d'un mécanisme classé par la Commission européenne comme une aide d'État compatible avec le marché intérieur. Bundesnetzagentur. (2023). *Abschaltbare Lasten*. Récupéré le 5 décembre 2023 de

<https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/Engpassmanagement/AbLaV/start.html>

opérationnalisation et son optimisation reposent en partie sur les capacités numériques et d'intelligence artificielle (ce qui peut représenter des coûts importants) pour prévoir les moments de délestage possibles et souhaitables. Pour les industries consommatrices d'électricité, cette flexibilisation suppose des changements dans les opérations et souvent des investissements et/ou de la formation de la main-d'œuvre.

Est-ce que ce moyen – économico-institutionnel plus que technique – visant à faire face aux limites des énergies renouvelables peut représenter une rupture par rapport au régime énergétique précédent ? À première vue, des interruptions ou des réductions de la consommation énergétique pourraient représenter des atteintes à l'exigence d'un flux continu et sans contrainte temporelle, voir à l'attente de disposer de capacités excédentaires. Cela étant dit, trois raisons peuvent nous amener à penser qu'il ne s'agit pas d'une rupture fondamentale dans le maintien du régime. En premier lieu, du point de vue capitaliste exprimé par BDI, les mécanismes de flexibilisation doivent rester *sous le contrôle* des industries consommatrices, ce qui revient à les rendre conditionnels à une décision d'entreprise et pas à les concevoir comme une contrainte externe (ou politique) immédiatement subie. L'énergie doit rester une marchandise dont la gestion exerce le moins de contraintes sur le procès de travail capitaliste. En deuxième lieu, ce délestage ne peut être accepté par des entreprises capitalistes que s'il est ponctuellement *rentable*, que si la baisse de productivité liée à la réduction de la consommation électrique ne réduit pas seulement les coûts mais est surpassée par la rémunération obtenue par le fait d'accepter de consommer moins d'électricité. Par ce délestage, l'entreprise consommatrice se retrouve temporairement à jouer le rôle de vendeur de puissance électrique, alors qu'elle n'est pas la productrice de cette énergie. Un véritable marché de flexibilisation de la demande électrique se met ainsi en place. Ainsi, la temporaire limite d'approvisionnement n'est tolérable pour une entreprise que si l'argent peut se substituer à l'énergie dans la continuité des opérations : que le flux soit énergétique (M) ou monétaire (A), l'important d'un point de vue capitaliste demeure de réaliser à terme des profits (A'), ce qui ne signifie pas toujours de produire plus de valeur d'usage. Enfin, ce délestage reste temporaire, très court dans le temps et vise la préservation de l'ensemble du système. Il constitue ainsi l'exception qui confirme la règle : parfois il doit être possible de réduire de manière temporaire et rémunérée la consommation d'énergie, mais seulement au nom de la « sécurité énergétique » de l'ensemble du régime. Autrement dit, il est possible de considérer qu'il s'agit d'un

moyen circonscrit qui permet d'éviter la question d'une véritable réduction planifiée de la demande énergétique globale liée aux contraintes des énergies renouvelables.

Cela étant dit, malgré le caractère tout à fait adapté au marché de cette voie de flexibilité, il n'est pas sûr qu'elle puisse véritablement convenir aux exigences de rentabilité des entreprises capitalistes. Selon un sondage effectué auprès d'entreprises du Sud de l'Allemagne, les risques de rupture des opérations, les conséquences sur la qualité des produits et les incertitudes quant aux économies de coûts représentaient les principaux obstacles à l'adoption de mesures de flexibilisation de la demande par les entreprises. Ce sont principalement les compagnies qui produisent par lot (*batch*) ou selon la méthode *just-in-time* qui seraient les moins favorables à accepter de telles réductions de consommation (Olsthoorn *et al.*, 2015). De manière contre-intuitive, les compagnies qui produisent de manière continue semblent plus ouvertes à considérer éventuellement des réductions de consommation, vraisemblablement car elles sont très souvent déjà dotées de leurs propres capacités de *back-up* autonomes (génératrices aux carburants fossiles ou autres) en cas de rupture d'approvisionnement (Grünewald et Torriti, 2013). Selon une étude plus récente, aussi effectuée en Allemagne, les nombreux obstacles, en particulier économiques, réglementaires et technologiques, limiteraient grandement la portée des mesures de flexibilisation de la demande dans le milieu industriel¹⁴³. Un nombre important de compagnies, qui produisent 24h/7j, ne peuvent tout simplement pas réduire leur consommation ou leur puissance appelée : elles manquent de surcapacités pour déplacer les moments de leur production; l'optimisation de leur processus de production rend leur consommation électrique inflexible; leur procédé est trop lent à réagir à des ajustements ou interdépendant d'autres processus de production. Pour les industries qui pourraient techniquement absorber une telle flexibilité, il n'en demeure pas moins que des réductions de coûts (ou des incitatifs financiers) trop faibles, trop éloignées dans le temps, trop incertaines et des investissements et des coûts d'opération (nécessaires à la flexibilisation) trop importants représentent des barrières économiques difficilement acceptables. À cela, il faut ajouter que ces mesures de flexibilisation représentent des risques financiers importants (perte potentielle de clients en raison des retards, réduction de la qualité des produits), qui pourraient nuire à la

¹⁴³ La question du bouleversement des horaires de travail impliqué par des transformations dans les cycles de production pourrait représenter un enjeu de conflit entre les intérêts du capital et ceux du travail particulièrement significatif pour la compréhension du régime énergétique. Cela mériterait de faire l'objet de futures recherches.

profitabilité générale de l'entreprise. Pour les experts de l'énergie de plusieurs industries, le procès de production, dans sa matérialité, représente le « joyau de la couronne » intouchable pour une entreprise (Leinauer *et al.*, 2022). Ces réticences exprimées par les industries à une adaptation à la variation de la production électrique illustrent bien comment un flux énergétique continu et abondant est si précieux à la rentabilité capitaliste.

De manière générale, il y a donc lieu de douter d'une adoption importante de telles mesures de flexibilisation de la demande dans le secteur industriel, dans la mesure où ces réductions seraient opérées sur la base d'un marché libéralisé de réduction volontaire. Selon le projet de recherche fédéral SynErgie financé par le Fonds Kopernikus, le potentiel de délestage dans le secteur industriel était évalué en 2019 à 3,98 GW (et l'augmentation de charge à 1,09 GW) (Sauer *et al.*, 2019, p. 24). D'autres estiment le potentiel de réduction de demande à 10 % du pic de charge pour les secteurs industriel et tertiaire combinés, soit environ 7 GW (Stede, 2016). Dans les projections de BDI, les mesures de *demand-side-management* ne représentent que 2 GW, tandis que les électrolyseurs auraient un potentiel de déplacement de charge d'environ 6 GW (jusqu'à un maximum de 168 h), autant que le *Power-to-Heat* (déplacement entre 12h et 24h). La flexibilisation importante de la demande projetée par BDI (58 GW en 2030) reposerait en grande partie sur le dos des consommateurs individuels plutôt que des entreprises. Il semble que ce soit les véhicules électriques (au prix d'une usure plus rapide des batteries) et le chauffage par thermopompes qui devraient dans l'avenir représenter le plus grand potentiel de flexibilité en termes de capacités, bien au-delà de la production industrielle, du secteur des services et de la consommation électrique des ménages (Roth *et al.*, 2020).

Ainsi, la flexibilisation de la demande, comme envisagée par BDI, ne constitue pas une mesure ayant un fort potentiel de bouleversement pour le régime énergétique, bien au contraire. D'une part, lorsqu'envisagées pour les entreprises, les possibles réductions de demande ne sont envisageables que dans la mesure où elles permettent de préserver l'intégrité du système électrique, qui garantit un approvisionnement abondant et constant. Peu importe la position des entreprises dans ces réductions d'appels de charge, elles se trouvent à en bénéficier : soit elles reçoivent une compensation financière suffisamment rentable, soit elles peuvent jouir d'un approvisionnement plus fiable grâce à la flexibilité des autres entreprises. D'autre part, puisque les perspectives de flexibilisation de la demande des entreprises sont relativement faibles, en raison

des menaces à la rentabilité qu'elles représentent, ces mesures vont surtout se porter sur le dos des consommateurs individuels, ce qui, encore une fois, externalisera le problème en dehors du périmètre du processus de valorisation capitaliste. Encore une fois, cette dimension de la transition énergétique illustre à quel point l'exigence du capital à jouir d'une énergie abondante et continue reste elle inflexible, malgré les transformations énergétiques.

9.4 Hydrogène et ses dérivés : l'Ersatz aux hydrocarbures

Malgré toutes ces mesures de transformation de la production d'électricité, BDI considère que d'autres mesures structurantes seront nécessaires. S'il est une constante de la position de BDI depuis 2017 dans les mesures préconisées pour réaliser la transition énergétique, il s'agit sans aucun doute de sa défense du développement de l'hydrogène et de ses dérivés (*Wasserstoff und seine Derivate*).

À noter que BDI n'est pas une voix qui prêche dans le désert. En fait, l'Union européenne accorde aussi une place centrale à l'hydrogène dans son projet de modernisation écologique et cela depuis 2003¹⁴⁴. L'UE a réitéré cette position en 2008 (*the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking*), mais ce n'est qu'à partir de 2018 que sa défense de l'hydrogène fait l'objet d'un véritable plan détaillé, notamment à la suite de pressions venues des industries allemandes. Cette année-là, l'UE lança la *Hydrogen Initiative*, suivie par la Commission européenne qui lança son *Hydrogen Strategy* en 2020 (Szabo, 2020). À l'intérieur du *European Green Deal*, son plan de transition énergétique global, l'hydrogène joue un rôle central à deux niveaux : comme vecteur énergétique permettant de stocker et transporter les énergies renouvelables et comme élément clé de la nouvelle politique industrielle de l'Europe (Haas, T., Syrovatka, *et al.*, 2022). Cela dit, c'est l'Allemagne et

¹⁴⁴ Historiquement, l'hydrogène était consommé comme une composante du gaz fabriqué depuis le début du XIX^e siècle à partir du charbon et du pétrole, notamment pour l'éclairage des villes. (Szabo, 2020) Les espoirs relatifs à la mise en place d'une société de l'hydrogène ont fourni des matériaux à la science-fiction dès la moitié du XX^e siècle. Pendant la crise du pétrole des années 1970, il a été envisagé comme le carburant ultime par les experts américains. Dans les années 1980-1990, les fabricants d'automobiles et la flotte militaire américaine tentèrent de déployer les piles à combustibles, mais stoppèrent rapidement leur ambition. En 2002, le Département de l'énergie américain défendait que l'hydrogène était la seule forme d'énergie capable de soutenir le mode de vie actuel, tout en limitant le réchauffement climatique. Cette perspective fut rapidement oubliée par la révolution du gaz de schiste. Au début des années 2000, l'engouement pour l'hydrogène s'est rapidement dégonflé : entre 2008 et 2018, les investissements ont chuté de 35 % à travers le monde. Source : Van de Graaf, T., Overland, I., Scholten, D. et Westphal, K. (2020). The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen. *Energy Research & Social Science*, 70, 101667. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101667>

les lobbyistes de ses industries qui sont, à l'intérieur de l'Europe, les plus actifs défenseurs du développement de l'hydrogène (Eberhardt, 2023).

Comme nous l'avons vu, le gouvernement allemand prévoit également accélérer la production d'hydrogène « bas-carbone » et devenir un chef de file en la matière depuis 2020, avec la promulgation de sa première stratégie nationale (*National Wasserstoff Strategie*, NWS). La stratégie allemande visait à faire de l'hydrogène un élément central de la décarbonation de vastes pans de l'économie, entre autres en assurant un approvisionnement suffisant, en réduisant ses coûts de production, en développant un marché intérieur pour des usages divers (industries, transports, électricité, chauffage), en construisant des infrastructures de transport et de distribution et en créant un cadre réglementaire favorable. Selon le gouvernement, elle constitue également une occasion de renforcer l'Allemagne « as an industrial and business location » et d'en faire « the lead market for hydrogen technologies » (BMWK, 2023a, p. 1).

Rappelons que BDI, à l'instar d'autres observateurs du monde l'énergie, soulèvent que les énergies renouvelables, tout particulièrement l'énergie solaire et les éoliennes sur terre, font face à des problèmes d'intermittence qui menacent la « sécurité énergétique ». Ce problème d'intermittence est d'autant plus aigu considérant que le stockage de l'électricité est confronté à d'importantes limites techniques pour combler les périodes de l'année où l'ensoleillement et l'intensité du vent sont plus faibles. Cela est sans compter les usages limités de l'électricité pour les procédés industriels exigeant des hautes températures (selon le point de vue limité de BDI). Ces limites quant aux usages possibles de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables nécessitent donc d'autres formes d'énergies pour satisfaire les attentes énergétiques de BDI pour la réalisation de ses propres ambitions économiques mais aussi, plus largement, pour la viabilité du système capitaliste et sa contrainte à l'accumulation.

BDI souligne que 80 % de la consommation énergétique allemande actuelle provient des « molécules » (pétrole, gaz, charbon, etc.), dont une grande partie ne pourrait pas être électrifiée, en particulier dans l'industrie nécessitant des températures élevées et les transports de longue distance. BDI soutient depuis 2021 que la production d'acier, de méthanol, d'ammoniaque et la production chimique ne peuvent plus envisager l'option du maintien des carburants fossiles avec technologie de capture du carbone, en raison des émissions résiduelles inévitables qui

empêcheraient d'atteindre la carboneutralité (à un prix raisonnable). Certes, la biomasse et les biocarburants pourraient combler une partie des besoins en molécule, en particulier dans l'industrie¹⁴⁵ pour la chaleur de basse et moyenne température (BCG *et al.*, 2018, p. 148; BDI, 2021l, p. 4). Cela dit, leur potentiel, déjà grandement exploité depuis les années 1990, a déjà atteint les limites des surfaces exploitables. Cela explique pourquoi leur consommation devrait rester stable dans le processus de transition (de 310 TWh en 2019 à 325 TWh en 2045) (BCG et BDI, 2021b, p. 12). Par conséquent, BDI préconise d'autres types de « molécules », soit de l'hydrogène et des carburants synthétiques, souvent regroupés dans la catégorie des « gaz verts » (qui inclut souvent les biocarburants et la biomasse). BDI considère que l'opposition entre l'électrification et l'hydrogène comme moyen de décarbonation est dépassée : les deux options techniques sont nécessaires (BCG et BDI, 2021b, p. 14 et 24).

BDI vante les vertus environnementales de l'hydrogène, considérant que sa combustion n'entraîne pas de gaz à effet de serre, tandis que celle des carburants synthétiques¹⁴⁶ permettrait une réduction des GES par rapport aux carburants fossiles. Selon les estimations de BDI, ces carburants pourraient permettre des réductions des émissions de CO₂ d'au moins 70 % par rapport aux carburants fossiles, dans la mesure où le CO₂ utilisé dans leur production proviendrait directement de l'atmosphère (*direct air capture*), plutôt que d'usines émettrices (BDI, 2018c, p. 2). Comme nous l'avons vu plus tôt (voir section 1.3), les effets bénéfiques de la décarbonation par l'hydrogène restent encore très incertains et limités.

¹⁴⁵ En 2013, BDI juge que les « biocarburants durables » représentent une option valable pour l'aviation (BDI, 2013b, p. 12), mais sa position va changer en 2018, puisqu'elle va juger que la disponibilité de la biomasse « durable » (non issue de la production agricole) est limitée et son potentiel de réduction des GES meilleur dans d'autres secteurs que l'aviation, où les carburants synthétiques seraient plus adéquats (Boston Consulting Group et al., 2018, p. 173).

¹⁴⁶ Dans les termes de BDI, les dérivés de l'hydrogène sont pour l'essentiel regroupés dans la catégorie des carburants synthétiques. BDI entend par là tous les vecteurs énergétiques liquides ou gazeux dits « carboneutres ». Cette catégorie contiendrait à la fois lesdits *e-fuels* et le combustible en tant que matière première. Les carburants synthétiques pourraient en effet remplacer les usages des hydrocarbures (20 % des carburants liquides, environ la moitié du gaz fossile consommé) comme matière première (BDI 2017), en particulier pour la production d'oléfines et de composés aromatiques dans le secteur de la chimie. Produits par la combinaison d'hydrogène et de dioxyde de carbone, dans les procédés dits Power-to-X (PtX), Power-to-liquid (PtL) et Power-to-Gas (PtG), ces carburants sont considérés par BDI comme des « formes d'électrification indirecte » (BDI, (2017c, 5 décembre). *Synthetische Kraftstoffe Rahmenbedingungen für Forschung und Markteinführung*.).

Il est vrai que pour BDI, comme par ailleurs dans les plans du GIEC et de l'IEA, l'éolien et le solaire représentent les leviers principaux de la transition énergétique (48 % du mix énergétique dans le cas de BDI). Malgré la part moindre occupée par l'hydrogène, soit 22 % du mix d'énergie primaire, cela n'empêche pas qu'aux yeux de BDI il représente « le vecteur énergétique du futur » (BCG et BDI, 2021b, p. 163), le « missing Link », l'« Ersatz » indispensable pour parachever la transition énergétique en tant que projet de modernisation écologique, en décarbonant les « molécules » et pas seulement les « électrons » (BDI, 2021l, p. 3)¹⁴⁷. L'économie de l'hydrogène constitue un « élément central » de l'atteinte des cibles climatiques pour le secteur industriel (BDI, 2021e, p. 10) et donne à l'Allemagne l'opportunité d'être « à la pointe de la technologie » même dans un « monde défossilisé » (Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas *et al.*, 2020, p. 4), notamment grâce à sa position de leader sur le marché de l'électrolyse de l'eau (acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften et BDI, 2019, p. 5). Les carburants synthétiques représentent tout autant une « opportunité pour l'économie d'exportation allemande », car les entreprises allemandes pourront exporter leurs machines, équipements et composants (membrane, catalyseurs, absorbeurs, etc.) dans les pays qui produiront ces carburants grâce à de l'électricité renouvelable abondante (BDI, 2017c, p. 6-7). Il faudrait cela dit accélérer le pas, « car la concurrence internationale ne dort pas » (BDI, 2021l, p. 3) et il ne faudrait pas que l'Allemagne « rate le momentum actuel » et perde sa « position actuelle favorable » (BDI, 2021e, p. 11)

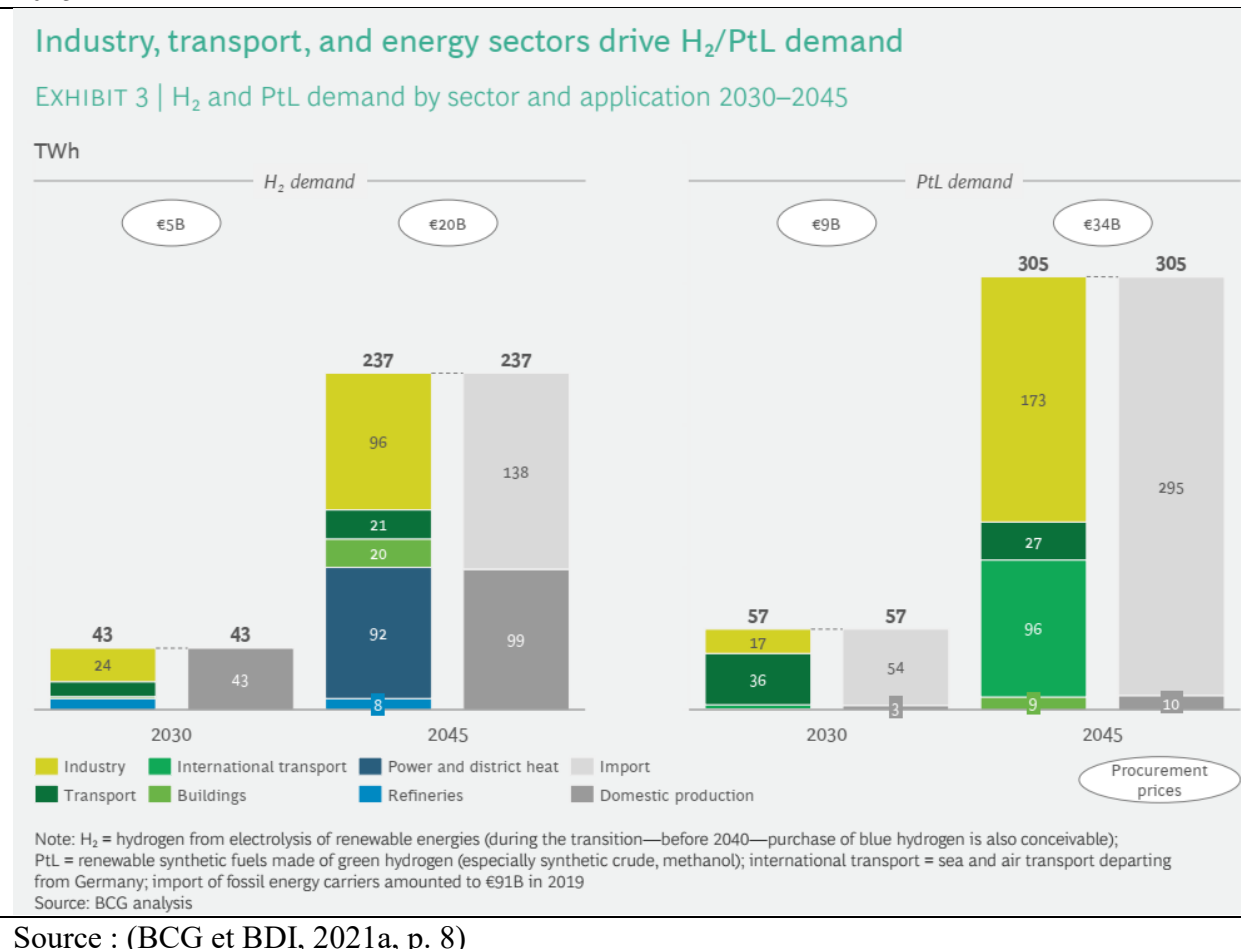
L'hydrogène, comme source d'énergie complémentaire, serait ainsi un incontournable pour s'assurer que la transition énergétique soit compatible avec les principes de compétitivité économique, d'innovation visant l'exportation, de sécurité énergétique et évitant tout changement social structurel dans les rapports sociaux de production et de consommation. En ce sens, l'appui de BDI à une transition énergétique est conditionnel au développement et de l'intégration sérieuse de l'hydrogène et de ses dérivés dans la planification d'ensemble de cette transition.

¹⁴⁷ Dans les trajectoires de réduction des GES évaluées par BDI en 2018, une grande partie de la différence entre le scénario de réduction de 80 % d'ici 2050 et celui visant une réduction de 95 % ne pourrait être surmontée qu'avec l'apport des « carburants renouvelables » issus de l'hydrogène. En d'autres termes, l'atteinte de la carboneutralité seraient impossibles sans les *e-fuels*. BCG, Prognos et BDI. (2018). *Klimapfade für Deutschland.* , BDI. (2018c, 6 juillet). *Positionspapier der deutschen Industrie zum Aufbau von Rahmenbedingungen für die e-fuels-Technologien, "e-fuels – jetzt handeln und Chancen nutzen"*.

Sur cette question, une convergence de vues entre le milieu patronal et le gouvernement allemand est maintenant établie. En adoptant sa stratégie nationale de l'hydrogène en 2020, le gouvernement fédéral aurait le mérite de favoriser les entreprises allemandes pour qu'elles jouent « un rôle de premier plan sur le marché mondial de l'hydrogène » (BDI, 2021i, p. 1). BDI a également salué à ce titre la volonté du SPD de faire de l'Allemagne un leader dans les technologies de l'hydrogène (BDI, 2021d, p. 5). En 2022, le chancelier SPD Olaf Scholz a même déclaré que les « *technologies de l'hydrogène déterminent le succès de la transition énergétique* et ainsi de la transformation entière de l'économie vers la neutralité climatique » (Bundesregierung, 2022a).

Dans ses prévisions, BDI soutient que les besoins de l'Allemagne en carburants synthétiques et en hydrogène atteindraient 542 TWh en 2045, principalement pour les besoins de l'industrie (40 % de tout l'hydrogène consommé, 57 % du PtL), de l'électricité (39 % de l'hydrogène) et des transports (17 % de l'hydrogène, 40 % du PtL) (voir graphique 7) (BCG et BDI, 2021b, p. 20). À partir des mesures mises en place par le gouvernement (pour l'instant insuffisantes pour atteindre la complète carboneutralité), les projections de la demande en 2030 sont évaluées à 33,8 TWh pour l'hydrogène et à 19,2 TWh pour les carburants synthétiques (Umweltbundesamt, 2023c, p. 101). Les projections de BDI sont ainsi bien éloignées de la trajectoire actuelle de l'Allemagne, en particulier pour ce qui est des carburants synthétiques, dont BDI projette la demande à 57 TWh, soit plus de deux fois la quantité anticipée à partir des mesures gouvernementales déjà en place.

Figure 9.4 : Demande en hydrogène et carburants synthétiques selon les secteurs et usages 2030-2045



Dans les sections suivantes, nous expliquons pourquoi la filière de l'hydrogène représente une telle opportunité d'affaires aux yeux de BDI. Nous détaillons comment BDI envisage les avantages et limites de l'hydrogène quant à sa valeur d'usage, de même que les avantages économiques liés à la rentabilisation du capital fixe des compagnies de carburants fossiles. Comme l'a souligné Szabo, l'ensemble des caractéristiques de l'hydrogène étudié vont nous amener à corroborer l'idée qu'il constituerait la pièce maîtresse du maintien des relations de pouvoir capitalistes héritées de l'ère fossile : « Hydrogen is the perfect energy carrier that enables fossil fuel-based relations of production and consumption to remain in place. » (Szabo, 2020, p. 14)

L'hydrogène revêt une série de caractéristiques abondamment vantées par BDI. De manière générale, l'hydrogène et ses dérivés ont une valeur d'usage qui leur permet de « remplacer les

énergies fossiles » là où l'électrification n'est pas techniquement possible ou financièrement pas rentable (BDI, 2021i, p. 4). BDI souligne que, malgré l'électrification importante, il demeurera toujours un besoin pour des vecteurs énergétiques « fluides et gazeux » (BCG et BDI, 2021b, p. 24; BCG *et al.*, 2018, p. 190; BDI, 2020b, p. 6). Tel que présenté ici-bas, l'hydrogène comporterait plusieurs propriétés recherchées du régime énergétique propre au capitalisme : 1) la polyvalence, soit la capacité de répondre à plusieurs usages; 2) la densité, soit la capacité d'être concentré dans la matière ; 3) la transportabilité, soit la facilité à être déplacée; et 4) l'intemporalité, soit la capacité à être consommé de manière temporellement flexible. C'est pour ces raisons que l'hydrogène est un vecteur énergétique de prédilection aux yeux de BDI.

9.4.1 Polyvalence de l'hydrogène : faire compétition aux carburants fossiles et à l'électricité renouvelable

L'hydrogène, tout comme les carburants fossiles liquides et gazeux, est polyvalent : il peut trouver une application dans presque tous les secteurs (BCG *et al.*, 2018, p. 78; BDI, 2020d, p. 2). En plus de pouvoir produire de l'électricité (dans les futures centrales thermiques *H₂-ready*), l'hydrogène peut être utilisé dans les industries, les transports et le chauffage des bâtiments ¹⁴⁸ (en plus de la biomasse) (BCG *et al.*, 2018, p. 65). Il a des applications énergétiques mais aussi matérielles, contribuant à produire, traiter ou raffiner des produits intermédiaires ou finaux.

À ce titre, BDI soutient que l'hydrogène vert pourrait d'abord remplacer les applications matérielles de l'hydrogène dans divers processus industriels, par exemple dans l'industrie chimique, dans la production de matières plastiques, d'engrais et dans les raffineries (BDI, 2021i, p. 3). De plus, il

¹⁴⁸ Cela pourrait représenter seulement 1,5 % du marché du chauffage. (BCG, Prognos et BDI. (2018). *Klimapfade für Deutschland*. Dans le secteur du chauffage des bâtiments, BDI soutient qu'il n'existe pas de solution « One-Size-Fits-All »; à côté des pompes à chaleur, du chauffage urbain, de la géothermie, du solaire thermique et de la biomasse, l'hydrogène doit aussi avoir sa place BDI. (2023c). *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, Forderungen für einen schnellen Wasserstoff-Hochlauf*. Dans les débats sur l'usage pour le chauffage, les chercheurs s'opposent à savoir si l'électrification et la rénovation ne serait pas moins chère que l'usage de l'hydrogène et de ses dérivés. Voir : dena. (2018). *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des*

Energiesystems bis 2050.

https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_denaLeitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf,

Gerhardt, N., Bard, J., Schmitz, R., Beil, M., Pfennig, M. et Kneiske, T. (2020). *Wasserstoff im zukünftigen*

Energiesystem: Fokus Gebäudewärme.

https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/FraunhoferIEE_Kurzstudie_H2_Gebaedewarmer_Final_20200529.pdf

pourrait remplacer les carburants fossiles dans l'industrie sidérurgique, l'industrie du verre, la production de ciment, le chauffage des ménages et même le transport individuel (au moyen de piles à combustible), et ainsi compléter l'électrification¹⁴⁹ (BDI, 2021i, p. 4). Mais c'est surtout dans l'industrie de l'acier, du méthanol, de l'ammoniaque et, en général, pour la demande industrielle de haute température, que pourrait intervenir l'hydrogène dans ses applications énergétiques (avec les carburants synthétiques et les biocarburants). Dans les projections de BDI, l'hydrogène et le biométhane pourraient combler 26 % des besoins en chaleur industrielle, tandis que la biomasse et les déchets d'autre part, déjà très présent dans le mix énergétique allemand, combleraient 20 % de cette demande future (BCG et BDI, 2021b, p. 22).

Dans l'industrie de l'acier, afin d'accueillir l'hydrogène, la production dans les hauts fourneaux devra être remplacée par la technologie dite de réduction directe. Au lieu du charbon et du coke, ce procédé, dont la maîtrise est relativement avancée dans les industries allemandes, utiliserait de manière transitoire du gaz fossile, puis de l'hydrogène vert lorsqu'il serait disponible (BCG et BDI, 2021b, p. 87). Encore une fois, comme dans le cas des centrales thermiques *H₂-ready*, le gaz fossile jouerait ici le rôle de *moyen de transition dans la transition*, afin d'ouvrir la voie pour l'hydrogène vert. La rentabilisation des investissements dans le gaz fossile s'en trouverait prolongé, tandis que le moment véritable de rupture du verrou-carbone serait une nouvelle fois ajourné. Si la première mégatonne d'acier produite à partir d'hydrogène vert pourrait voir le jour en 2025, ce n'est qu'après l'année 2030 que l'hydrogène vert pourrait contribuer à produire plus d'acier que le gaz fossile (BCG et BDI, 2021b, p. 88).

Tandis que l'étendue souhaitable de l'usage de l'hydrogène et des carburants synthétiques dans les transports fait débat (Ueckerdt *et al.*, 2021), aux yeux de BDI il est clair que l'hydrogène doit jouer un rôle considérable. L'hydrogène et ses dérivés pourraient remplacer les carburants fossiles en évitant d'avoir à remplacer complètement les moteurs existants et les technologies associées à la

¹⁴⁹ À terme, en 2045, les industries où l'usage de l'électricité devraient être complété par de la biomasse sont l'alimentation et le tabac, les papeteries, la transformation de la pierre et de la terre, l'industrie chimique, le caoutchouc et le plastique, la construction de machines et la construction de véhicules. Quant à l'hydrogène et ses dérivés (les « gaz verts »), il devrait compléter l'électricité pour les papeteries, quelques industries chimiques, le caoutchouc et le plastique, le verre et la céramique, la transformation de la pierre et de la terre, l'industrie métallurgique (en particulier de la fonte, de l'acier et des alliages) et la construction de véhicules BCG et BDI. (2021b). *Klimapfade 2.0, Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*.

combustion (celles entourant le pot d'échappement, produit entre autres par Siemens). Bien sûr, étant donné les contraintes techniques connues du transport aérien et maritime international, BDI soutient que les carburants synthétiques seraient surtout indispensables pour cette portion du transport, là où l'électrification directe semble « totalement irréaliste » (BCG et BDI, 2021b, p. 22-24) d'un point de vue économique et technologique (BDI, 2017c, p. 5). En 2045, les « carburants verts » du secteur des transports (carburants synthétiques et biocarburants de deuxième génération) seraient principalement dévolus à couvrir l'ensemble de la demande énergétique du transport aérien et maritime international (77 % des carburants verts consommés) (BCG et BDI, 2021b, p. 120).

Cela étant dit, BDI va plus loin et soutient que les usages des carburants synthétiques pourraient même être étendus aux transports « nationaux », principalement pour les camions, la machinerie agricole et de chantier (BDI, 2023c, p. 2), mais aussi pour les véhicules personnels, où ils pourraient représenter une alternative aux véhicules à batteries et procurer une plus grande portée (BCG et BDI, 2021b, p. 33; BCG *et al.*, 2018, p. 11; BDI, 2018a, p. 19; 2021i, p. 4). L'électro-mobilité devrait ainsi être poursuivie comme une option tout aussi valable que la voie des carburants synthétiques, en raison, dit l'organisation patronale, des différents « profils de conduites et préférences individuelles » (BCG *et al.*, 2018, p. 200). BDI juge dépassé le débat opposant les batteries électriques et les carburants verts dans le transport, considérant les deux avenues comme étant complémentaires (BCG et BDI, 2021b, p. 32). En outre, cette défense des « préférences » du consommateur quant au choix libre et souverain de son moteur trahit sans doute les intérêts particuliers de l'industrie automobile allemande et de ses moteurs thermiques¹⁵⁰.

¹⁵⁰ L'Allemagne a réussi au sein de l'Union européenne à faire autoriser une exception pour l'immatriculation des nouvelles voitures thermiques après 2035, à la condition qu'elles fonctionnent exclusivement avec des carburants neutres en CO₂. Au moment d'écrire ces lignes, un conflit oppose toujours deux directions de la Commission européenne pour savoir si cette neutralité doit impliquer une réduction totale du CO₂ ou seulement 70 %. Pour une réduction totale, cela impliquerait une production de carburants synthétiques à base entièrement renouvelable et une captation du carbone directement de l'atmosphère (DAC) (et non sur des sites émetteurs). Cet attachement de l'industrie automobile allemande au moteur thermique s'explique en grande partie par ses importants investissements en capitaux, surtout concentrés dans les moteurs au diesel « propre » au début des années 2000, avant que le *Dieselgate* ne viennent forcer leur réalignement. Cette industrie a tardivement investi dans l'électro-mobilité, contrairement à ces concurrents internationaux. La compagnie japonaise Toyota a été pionnière dans le développement de l'électro-mobilité avec le modèle hybride Prius commercialisé au début des années 2000. Dans les vingt dernières années, le marché de l'électro-mobilité a surtout été dominé par l'industrie étasunienne (Tesla), française (Renault-Nissan, japonaise (Hyundai, Honda, Toyota) et chinoise. En Allemagne, le groupe VW, plus gros constructeur au monde, est le constructeur qui a pris le virage le plus significatif dans cette branche. En 2021, VW a vendu pour la première fois plus de voitures électriques et hybrides que Tesla. Packroff, J. (2023a, 4 septembre).

Selon les projections de BDI, pour le transport « national » (voitures, camions, trains, bateaux), bien que l'électricité prendrait une place prépondérante, les carburants verts (et l'hydrogène) pourraient couvrir tout de même 24 % de la consommation énergétique à terme (BCG et BDI, 2021b, p. 110 et 119). Comme nous l'avons vu précédemment, cette part paraît largement tributaire de choix économiques plutôt que techniques dans les orientations de la transition, en particulier la place faite aux carburants synthétiques. Comme le calcul l'étude Ariadne commandée par le Gouvernement fédéral, si l'usage des carburants synthétiques est maximisé dans la trajectoire vers la carboneutralité, ils pourraient alimenter près de 50 % de la flotte de voitures et plus de 50 % de la flotte des camions en 2045. Dans cette trajectoire, les besoins énergétiques du transport seraient globalement 41 % plus élevés que dans un scénario où l'électrification directe est maximisée (en raison des besoins élevés en électricité pour la production d'hydrogène et des *e-fuels*) (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2021, p. 74).

La polyvalence de l'hydrogène et de ses dérivés fait dire à BDI qu'ils devraient être autorisés dans tous les secteurs sans exclusion (BDI, 2021h, p. 16). De manière générale, elle juge nécessaire une approche « d'ouverture technologique » pour le démarrage du marché de l'hydrogène en Europe (BDI, 2021b, p. 7). L'association patronale s'oppose à tout contingentement du développement de l'hydrogène (BDI, 2021b, p. 4), même si elle croit légitime de concentrer d'abord ses usages dans l'industrie et les transports pour le décollage du marché (BDI, 2023c, p. 5). Elle s'oppose plus spécifiquement à toute restriction qui empêcherait l'usage de l'hydrogène et des carburants synthétiques dans le transport routier pour les camions et la flotte existante, comme l'ont par exemple défendu les Verts¹⁵¹. Sans l'usage des carburants synthétiques (et des biocarburants

L'UE envisage d'assouplir la « neutralité CO2 » pour les carburants de synthèse. Euractiv. Récupéré le 5 décembre 2023 de <https://www.euractiv.fr/section/transport/news/lue-envisage-dassouplir-la-neutralite-co2-pour-les-carburants-de-synthese/>, Packroff, J. (2023b). *Les e-carburants ne seront pas neutres en CO2 d'ici 2035, selon le ministre allemand des Transports.* Euractiv. Récupéré le 5 décembre 2023 de <https://www.euractiv.fr/section/biocarburants/news/les-e-carburants-ne-seront-pas-neutres-en-co2-dici-2035-selon-le-ministre-allemand-des-transports/> Amelang, S. (2021, 19 février). *Volkswagen sells more electric cars than Tesla for first time – consultancy.* Clean Energy Wire. Récupéré le 9 janvier 2025 de <https://www.cleanenergywire.org/news/volkswagen-sells-more-electric-cars-tesla-first-time-consultancy> Amelang, S. (2016). *BMW, Daimler, and VW vow to fight in green transport revolution* Clean Energy Wire. Berlin.

¹⁵¹ Elle considère comme « discutable » le choix d'une politique climatique qui miserait uniquement sur les automobiles électriques, comme le défend par exemple les Verts BDI. (2021b). *Bewertung des Programmentwurfs zur Bundestagswahl 2021 von B90/Die Grünen.*

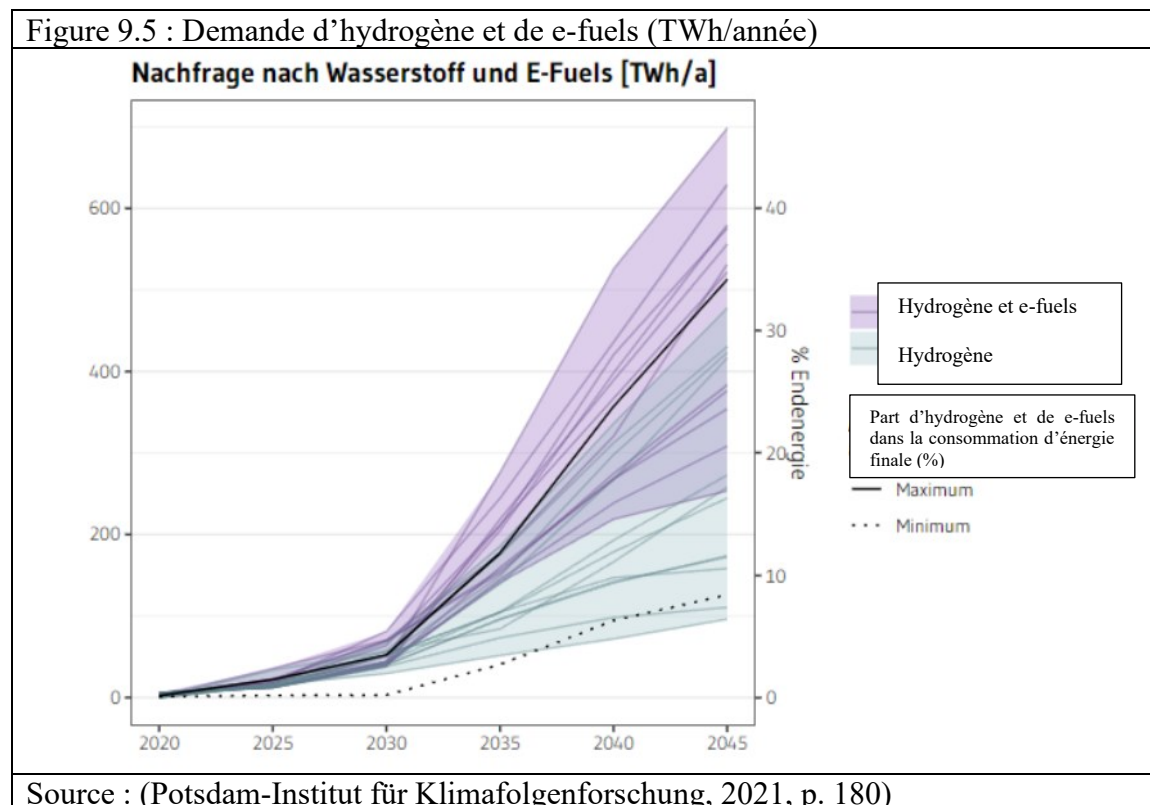
« avancés »), la mobilité des individus se trouverait réduite¹⁵² (BDI, 2021b, p. 7). BDI s'est ainsi opposée à la priorité accordée, dans la stratégie nationale de l'hydrogène du gouvernement, à l'usage de l'hydrogène pour le transport aérien et maritime, au détriment des voitures et camions (BDI, 2023c, p. 5). La reconnaissance de l'hydrogène comme vecteur énergétique pour les moyens de transport lui paraît une « étape élémentaire » de la réussite de la mise en place de l'économie de l'hydrogène dans son ensemble (BDI, 2021e, p. 10).

BDI pense en effet que le soutien à l'usage de l'hydrogène dans le domaine du transport routier permettrait entre autres de réduire les coûts de la production du e-kérosène pour l'aviation, secteur pour le moins difficile à électrifier (BDI, 2020a, p. 2). En termes économiques, la défense de « l'ouverture technologique » de BDI quant à l'usage de l'hydrogène et de ses dérivés se traduirait, pour les producteurs, en un élargissement du marché et, de cette façon, en de potentielles économies d'échelle. De manière générale, il semble que la grande polyvalence de l'hydrogène et de ses dérivés pourrait conférer des avantages économiques similaires à ceux des carburants fossiles : ils peuvent être des vecteurs énergétiques qui font compétition à l'électricité, mais ils peuvent également surpasser l'électricité dans certaines applications.

Dans un scénario de transition qui privilégierait l'électrification, l'hydrogène et les *e-fuels* seraient concentrés dans les usages dit « sans regret », c'est-à-dire là où ils ne sont pas en concurrence directe avec l'électricité. Cette portion des usages pourrait bien être famélique, puisque certains chercheurs soutiennent que 78 % des usages industriels pourraient être directement électrifiés avec des technologies déjà existantes, tandis qu'il serait possible d'atteindre une électrification de 99 % de la consommation énergétique des industries européennes si la recherche était poussée jusqu'à son potentiel maximal (Madeddu *et al.*, 2020). Pour l'Allemagne, des chercheurs soutiennent que la portion où l'électrification directe semble peu probable représenterait entre 100 et 200 TWh, principalement dans la production d'acier et d'ammoniaque, la pétrochimie, l'aviation et le transport maritime (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2021, p. 176 et 183). En fonction du degré

¹⁵² En 2017, BDI considère que le diesel, les biocarburants durables, les technologies hybrides et le gaz constituent encore des « technologie de transition » nécessaires pour l'atteinte des cibles climatiques. L'association patronale croît que le gouvernement se doit de garder une position d'ouverture technologique pour les diverses options de mobilité « durable » BDI. (2017a). *Handlungsempfehlungen der Deutschen Industrie für die 19. Wahlperiode des Deutschen Bundestages*.

d'électrification directe des usages dans les trajectoires de transition (voir graphique 8) (et bien sûr de la demande énergétique totale), les besoins d'importations d'hydrogène et *e-fuels* peuvent varier entre 250 et 600 TWh (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2021, p. 197). Avec une demande allemande d'hydrogène et de *e-fuels* évaluée à 542 TWh dont des besoins d'importations évalués à 433 TWh, le scénario de BDI fait ainsi partie des trajectoires qui favorisent à la fois le développement étendu de l'hydrogène et de ses dérivés – au détriment de l'électrification directe, mais représente aussi une trajectoire qui encourage les importations de ces marchandises. La perspective de BDI agence ainsi le maintien d'une consommation énergétique élevée, en raison de la part significative de l'hydrogène et de ses dérivés, avec le maintien d'un marché international de l'énergie, puisque cette quantité d'hydrogène ne pourra pas être produite seulement en Allemagne. Cette voie s'inscrit dans la trajectoire directe du mode de vie impérial héritée de l'ère fossile, qui combinait à la fois une consommation énergétique significative et une externalisation des conséquences écologiques (Brand et Wissen, 2021).



Source : (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2021, p. 180)

9.4.2 Densité énergétique : produire de la puissance énergétique

Pour l'association patronale allemande, il est évident que, si l'hydrogène et ses dérivés sont si polyvalents, c'est parce qu'ils peuvent jouer un rôle identique aux carburants fossiles et ainsi se fondre dans les usages énergétiques finaux sans grand bouleversements. Mais cette capacité à imiter les carburants fossiles relève en grande partie de leur densité énergétique. Ils peuvent jouer ce rôle d'*Ersatz* parce qu'ils libèrent une quantité d'énergie substantielle lors de leur combustion. Cette haute densité (*Energiedichte*) de l'hydrogène constitue un avantage pour le capital sur le plan du stockage et des procédés industriels de très haute chaleur.

Ceci étant dit, il semble que l'avantage de l'hydrogène pour les usages de haute température soit surestimé par BDI, relativement au potentiel technologique de l'électrification directe (Madeddu *et al.*, 2020), ce qui pourrait laisser croire que la valorisation du capital fixe des technologies de combustion (plus facilement adaptables à l'hydrogène) pèse davantage dans le choix de l'hydrogène que la question de la densité énergétique elle-même.

9.4.3 Mobilité : maintenir la géographie flexible héritée de l'ère fossile

En raison de cette grande densité, l'hydrogène et ses dérivés possèdent également l'avantage d'être plus facilement transportable. Cette mobilité supérieure se joue à deux niveaux : dans la capacité d'être consommée dans des véhicules et dans la capacité du vecteur énergétique d'être lui-même facilement déplacé d'un point géographique à un autre.

Concernant le premier aspect, qui réfère à l'usage final de l'énergie, la mobilité supérieure concerne en particulier les formes transformées ou dérivées de l'hydrogène. BDI soutient que le transport de longue distance par avion et bateaux vont encore avoir besoin pour longtemps de « carburants liquides » (*flüssige Kraftstoffe*), qualité que possèdent les *e-fuels* (BCG *et al.*, 2018, p. 173). La forme liquide et dense de l'énergie garantit une puissance nécessaire aux transports lourds avec une certaine efficacité technique. Les batteries, par leur faible densité énergétique en termes de poids, alourdissent considérablement le poids des véhicules, ce qui rend leur transport plus difficile et limite la portée des déplacements.

Bien que le transport de l'hydrogène pose certains problèmes en raison de sa faible densité volumétrique à température et pression normales, il peut cependant être utilisé dans des piles à combustible. BDI souligne la plus grande portée, et donc la plus grande mobilité, des piles à combustible par rapport aux batteries au lithium-ion. Comme le constatait BDI en 2019, le modèle Mira de Toyota (commercialisé dès 2014) a déjà une portée d'environ 550 km¹⁵³ avec une charge d'une durée de 3 à 5 minutes, ce qui rendait « son profil d'usage comparable à celui des automobiles à essence », (acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften et BDI, 2019, p. 44). Ces qualités supérieures se paient toutefois de plus grande perte énergétique lorsque sont prises en considération toutes les étapes de la chaîne de production et de transformation de l'hydrogène (voir section 9.4.5).

De la même façon que pour les bornes de recharge électrique, l'investissement dans les véhicules fonctionnant à l'hydrogène ne peut se concrétiser que si une infrastructure de ravitaillement suffisante est mise à disposition (BDI, 2018a, p. 20). C'est d'ailleurs le principal frein au développement des ventes des véhicules à pile à combustible à l'échelle internationale. Pour remédier à cela, BDI estime que, dès 2030, le gouvernement devra encourager le développement de 500 stations-service pour les 52 000 camions, véhicules utilitaires et voitures (BDI, 2021g, p. 13). Cette infrastructure de distribution devrait aussi pouvoir alimenter les bateaux et les avions (BDI, 2023c, p. 3). Tout comme pour les voitures électriques et à essence, la transportabilité des véhicules fonctionnant à l'hydrogène s'épuise évidemment aux limites du stockage. Elle ne peut se réaliser pleinement que par le renouvellement du stock transporté, soit grâce à une lourde infrastructure physique de ravitaillement, qui est, elle, immobile¹⁵⁴. Dans tous les cas, la voie proposée ici permettrait de conserver toutes les pratiques sociales de transport, y compris les routines de ravitaillement, qui n'auraient rien de très différent de celles prévalant dans les stations d'essence (si ce n'est les risques d'explosion).

Quant à la mobilité de l'énergie elle-même, elle est aussi supérieure pour l'hydrogène que pour l'électricité. Il conviendrait ainsi de déplacer l'hydrogène vert issu d'un site couplant production

¹⁵³ Selon le site commercial de Toyota, cette portée sera, pour le modèle 2023, de 402 miles, soit 647 km.

¹⁵⁴ L'automobile masque cette réalité crue en se présentant idéologiquement dans le langage comme *auto*-mobile – capable de se mouvoir soi-même, mais n'a jamais en réalité produit elle-même l'énergie qu'elle consommait.

d'électricité renouvelable et électrolyseur (*sector coupling*), plutôt que de déplacer l'électricité renouvelable par ligne à haute tension vers le consommateur final d'hydrogène, qui aurait alors lui-même à opérer l'électrolyse avec cette électricité reçue. Cet avantage structurel ne s'expliquerait pas par les coûts des lignes d'électricité et de gaz, somme toute comparables, mais en raison de la densité énergétique supérieure du gaz permettant d'acheminer plus d'énergie en moins de temps. À titre d'illustration, BDI souligne que les lignes de transport d'électricité sont toutes inférieures à 5 GW, tandis que le gazoduc Nord Stream présente des capacités de plus de 40 GW, capacités de transport qui pourraient être améliorées avec l'hydrogène, en raison de sa densité supérieure au gaz fossile (BCG et BDI, 2021b, p. 164). Cela étant dit, cet avantage quant à la mobilité de l'hydrogène et de ses dérivés ne peut pleinement être exploité que si est construit et transformé tout un réseau de transport pour l'instant encore à l'état de projet. La mise en place d'infrastructures de transport constitue une condition essentielle de la « compétitivité » du marché de l'hydrogène (BDI, 2020b, p. 6). L'industrie a besoin d'une infrastructure de transport « qui fonctionne et qui couvre l'ensemble du territoire », afin que l'hydrogène puisse être utilisé loin de son lieu de production (BDI, 2021l, p. 4). BDI analyse que les modes de transport ont chacun leurs difficultés, mais souligne que, là où il est envisageable, le bateau a l'avantage d'être plus « flexible » que les pipelines : tandis que les pipelines créent des liens fixes entre fournisseurs et clients sur le long terme, l'hydrogène transporté par bateau peut circuler entre différents sites en fonction des besoins (BDI, 2021i, p. 7) et des variations du marché. Cependant, la voie maritime pourrait provoquer des pertes de conversion importantes et pourrait ne pas se révéler « compétitives » en comparaison de pipelines entre l'Afrique du Nord et le Sud de l'Europe (BCG et BDI, 2021b, p. 22). Il conviendrait ainsi pour le moment de ne pas tout miser sur un seul moyen de transport (BDI, 2023c, p. 3).

D'un point de vue géographique, l'hydrogène aurait en outre l'avantage de permettre une certaine souplesse géographique dans la localisation des lieux de production. Bien que le transport de l'hydrogène soit préférable à celui de l'électricité selon BDI, l'hydrogène peut tout de même faire l'objet d'une production décentralisée, sur les lieux de consommation finale, de même qu'une production centralisée, là où de grandes quantités d'électricité renouvelable sont accessibles (BCG et BDI, 2021b, p. 163).

De manière générale, l'hydrogène et ses dérivés ont l'avantage de maintenir l'ensemble de la géographie héritée de l'ère fossile. Les lieux de production qui utilisent aujourd'hui des carburants

fossiles n'auraient pas à être déplacés dans une Allemagne carboneutre alimentée à l'hydrogène et aux *e-fuels*. Plus que cela, grâce à un nouveau réseau de transport et de distribution, la flexibilité géographique pour les nouveaux investissements en capital fixe, rendue initialement possible avec l'ère fossile (Altvater, 2007, p. 41), pourrait être également maintenue. Cela serait particulièrement important pour conserver les investissements de l'industrie métallurgique en Allemagne, alors qu'il est possible que la décarbonation pousse à la délocalisation de la production de fer, d'acier et d'aluminium vers les sources d'hydroélectricité, de nucléaire et d'hydrogène vert (Kinch, 2021). En l'absence de telles infrastructures de transport d'hydrogène (et de l'électricité), la géographie industrielle de l'Allemagne pourrait amorcer une mutation, avec certaines délocalisations mais aussi des relocalisations internes à l'Allemagne (vers le Nord), visant à rapprocher le plus les sites industriels des lieux d'approvisionnement énergétique (Commun, 2023).

Enfin, la mobilité de l'énergie commerciale dans les véhicules n'aurait pas à être sacrifiée par cette transition énergétique, grâce à l'hydrogène et ses dérivés. Pour les besoins de mobilité, concentrer les efforts de la transition sur l'électrification directe pourrait gravement affecter la rentabilité présente des entreprises, de même que les possibilités futures d'investissements. Avec l'hydrogène et ses dérivés, la circulation de la main-d'œuvre – essentielle au maintien d'une armée de réserve sur le marché du travail, de même que la circulation des marchandises à l'échelle internationale – cruciale pour la réalisation de la valeur et la délocalisation des usines, pourraient être conservées. La transportabilité supérieure de l'hydrogène et de *e-fuels* contribuerait de la sorte à maintenir l'espace abstrait de circulation du capital, sous ses diverses formes.

9.4.4 Intemporalité : accumuler les surplus, se libérer des contraintes

À la différence de l'électricité, l'hydrogène peut être stocké en plus grande quantité et sur des périodes qui se comptent en semaine et en mois (plutôt qu'en heures) sans dégradation. Cela permet d'en contrôler les quantités et d'en maîtriser le rythme de consommation. Sous cet aspect, il permettrait de maintenir l'abstraction temporelle que permettent les énergies fossiles.

Si l'hydrogène peut certes être utilisé directement pour une consommation finale, il peut aussi être converti en électricité dans des centrales avec turbines au gaz et ainsi contribuer à la flexibilité de l'ensemble du réseau électrique, en particulier pendant les moments de pointe (voir section

précédente). L'hydrogène vert, en tant que forme indirecte d'électricité, serait ainsi le maillon « flexible » du système électrique qui le rendrait plus stable, à la fois pour les périodes de pénurie et les périodes de surplus. En étant produit à partir des énergies renouvelables, il permettrait aussi de stabiliser le réseau électrique dans un autre sens, soit en évitant les goulets d'étranglement lié aux moments de surproduction (BDI, 2020d, p. 22). Les *e-fuels* pourraient jouer le même rôle (BDI, 2018c, p. 3). Produit à partir des excédents temporaires ou saisonniers d'électricité renouvelable, l'hydrogène pourrait être utilisé indépendamment du moment de la journée ou de la saison, dans une diversité d'usage (BDI, 2021i, p. 4). Cette voie d'évacuation des surplus électriques permettrait la maîtrise (sans « perte » d'électricité) des fluctuations météorologiques, en même temps que la production d'un vecteur énergétique utilisable sans égard aux contraintes temporelles (intemporalité).

Par sa stockabilité, l'hydrogène vert contribuerait ainsi à la constitution de surplus énergétique produit à partir des surplus d'électricité renouvelable. Il contribuerait à l'intégrité du régime énergétique en jouant un rôle de *complémentarité*, grâce à sa stockabilité supérieure à l'électricité. Il garantirait de cette façon le maintien d'une certaine abondance, condition de la « sécurité énergétique ». L'hydrogène jouerait grâce à cette caractéristique un rôle double dans le maintien de l'intemporalité héritée du régime fossile : d'une part, il pourrait être lui-même consommé sans contrainte temporelle; d'autre part, il contribuerait à lever les contraintes dans la production d'électricité renouvelable (voir section 9.3.4). L'hydrogène jouerait donc non seulement le rôle de substitut des énergies fossiles, mais aussi de complément des énergies renouvelables dans la production d'électricité, tout en étant lui-même paradoxalement dépendant de cette électricité.

9.4.5 Un vecteur énergétique coûteux : de l'hydrogène à n'importe quel prix énergétique

BDI est tout à fait consciente que la production d'hydrogène vert exigerait, pour « satisfaire le même besoin global en énergie », de dégager des capacités de production d'électricité renouvelable importante. La filière de l'hydrogène et de ses dérivés a le désavantage de requérir un gros volume d'électricité en raison des pertes énergétiques importantes (BDI, 2018c, p. 3) liées au processus de production, de stockage et de conversion (BDI, 2021i, p. 5). Les scénarios les plus ambitieux (notamment celui de la Société Fraunhofer) estiment que l'usage important de l'hydrogène et de ses dérivés en Allemagne nécessiterait 3000 TWh d'électricité par année (en 2045), ce qui

dépasserait de loin le potentiel réaliste de production d'électricité renouvelable de toute l'Allemagne (BDI, 2021i, p. 5). Devant de tels besoins gigantesques, non seulement cela implique que l'Allemagne accroisse considérablement ses capacités d'énergie renouvelable, notamment en développant une filière dédiée à l'approvisionnement des électrolyseurs (BDI, 2020c, p. 15), mais de toute évidence, cela ne sera pas suffisant.

BDI semble sous-estimer les pertes électriques liées à la production et à l'usage de l'hydrogène et ses dérivés. Elle soutient que 2 kWh d'électricité permettrait de produire du carburant synthétique avec un contenu énergétique de 1 kWh (BDI, 2017c, p. 6), tandis que les pertes seraient plutôt d'au minimum 60 % (Ueckerdt *et al.*, 2021). Elle défend que l'usage des carburants synthétiques dans les moteurs exige de trois à quatre fois plus d'électricité (plutôt que cinq en réalité) qu'un véhicule à batterie (BCG *et al.*, 2018, p. 190), alors que cela serait probablement cinq fois plus d'électricité (Ueckerdt *et al.*, 2021). BDI néglige également les pertes énergétiques liées au stockage (10 à 40 %) (Abdalla *et al.*, 2018) et celles liées à l'ensemble de la chaîne de l'électricité à l'hydrogène puis à l'électricité (P2H2P) (60 à 85 %) (Egeland-Eriksen *et al.*, 2021). Ce problème des pertes paraît somme toute secondaire au regard du besoin impérieux en hydrogène pour la préservation des pratiques de production et de consommation. En outre, comme nous le verrons, ce problème d'entropie peut être externalisé dans les pays de la périphérie.

9.4.6 Une production d'hydrogène importée : produire une Allemagne fantôme

The last thing we can accept is a kind of new energy imperialism.

-Robert Habeck, ministre de l'Économie, décembre 2022 (Wehrmann, Benjamin, 2022)

Pour BDI, les restrictions spatiales liées aux capacités solaires et éoliennes, de même que les rares moments de production électrique « excédentaire » (BCG *et al.*, 2018, p. 48), limitent le potentiel technique et le potentiel économique de la production d'hydrogène et de carburants synthétiques en Allemagne. La production domestique pour satisfaire les besoins futurs en hydrogène ne serait « ni écologiquement sensée ni économiquement efficace » (BDI, 2020d, p. 9). Il faudrait dès lors que l'État allemand et l'Europe mettent en place une stratégie d'importation qui soit intégrée à la stratégie d'ensemble concernant l'hydrogène (BDI, 2019b, p. 11; 2020b, p. 6), car il paraît plus souhaitable de faire produire l'hydrogène et ses dérivés là où il existe un fort potentiel d'énergie

solaire et éolienne, offrant notamment une nouvelle perspective d'exportation pour les pays producteurs de pétrole et de gaz. « Exporter le soleil » (Crow, 2019) sous forme de carburants synthétiques permettrait que l'énergie soit transportée de la même manière que le pétrole et le gaz aujourd'hui, grâce aux mêmes infrastructures (BDI, 2017c, p. 7). Recourir à l'importation plutôt qu'à la production domestique aurait en outre l'avantage de permettre une disponibilité plus rapide de l'hydrogène et de ses dérivés, selon l'étude commandée par le gouvernement fédéral (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, 2021, p. 197).

Seulement 40 % des besoins en hydrogène (100 TWh) pourraient être produits en Allemagne à terme en 2045 (surtout grâce aux centrales éoliennes *off-shore* en mer du Nord), tout le reste de la demande, soit 138 TWh, devrait être importé (BCG et BDI, 2021b, p. 22). Quant aux carburants synthétiques, presque l'entièreté des besoins devrait être importée (295 TWh sur 305 TWh), ce qui représente des besoins d'électricité renouvelable évalués par BDI à 600 TWh (BCG et BDI, 2021b, p. 22).

En faisant l'hypothèse conservatrice de taux de conversion énergétique moyen de 68 % pour la production d'hydrogène avec un électrolyseur et de 40 % pour l'ensemble du cycle de production des carburants synthétiques¹⁵⁵, cette production importée se traduirait plutôt par une demande d'électricité de 203 TWh pour l'hydrogène et de 737 TWh pour les carburants synthétiques. La somme totale de cette production électrique (940 TWh) serait presque équivalente à toute la production électrique du pays, telle que projetée par BDI pour l'année 2045 (1095 TWh). En d'autres mots, *la demande en hydrogène et ses dérivés envisagée par BDI exigerait matériellement, en terme électrique, la construction d'une deuxième Allemagne « fantôme »*. Cette métaphore ne renverrait pas dans ce cas-ci à une forêt souterraine (évoquant la subterranéité du charbon) (Sieferle, 2010). Considérant que les énergies solaires et éoliennes sont intensives en occupation de surfaces territoriales, cela nécessiterait une « production massive d'espace » destinée à de tels usages (Huber et McCarthy, 2017). Cette espace serait par ailleurs invisibilisée, car externalisée en dehors

¹⁵⁵ Cette hypothèse exclut les pertes liées au transport. Données d'efficacité de conversion tirées de Everall, J. et Ueckerdt, F. (2021). *Electrolyser CAPEX and efficiency data for: Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation*. Zenodo. <https://doi.org/https://doi.org/10.5281/zenodo.4619892>

des frontières nationales, dans des espaces présentés comme peu densément peuplés, voire désertiques.

À partir du projet Hyphen en Namibie développé par la compagnie allemande Enertrag, il est possible de se représenter les dimensions spatiales de cet aspect de la transition. Ce projet sera établi sur 4000 km², soit quatre fois la surface de la ville de Berlin, avec des capacités de panneaux solaires et d'éoliennes d'environ 7 GW (Hyphen Hydrogen Energy Ltd, 2023). En faisant l'hypothèse que ce projet représente un cas typique d'une production efficace et rentable d'hydrogène vert, il faudrait environ 143 000 km², soit 40 % de la surface de l'Allemagne (Destatis Statistisches Bundesamt, 2023c) ou 17 % de la Namibie, pour combler toute la demande projetée¹⁵⁶.

Pour que cette production d'hydrogène soit rentable, elle devrait être importée de pays au fort potentiel d'énergie renouvelable, par exemple du Chili, de l'Australie (acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften et BDI, 2020, p. 7), du Moyen-Orient, de quelques pays européens (BCG et BDI, 2021b, p. 119), mais surtout de l'Afrique, qui pourraient ainsi bénéficier de « transferts technologiques », de flux de revenus et de créations d'emplois (BDI, 2021b, p. 38; 2021d, p. 16). Cela permettrait de bénéficier d'un potentiel électrique abondant, relativement continu et également à moindre coût, condition indispensable à la rentabilité de la production d'hydrogène vert et de ses dérivés (BDI, 2017c, p. 7).

De manière significative, BDI souligne les avantages de la production de l'hydrogène pour le développement économique des pays producteurs, mais accorde peu d'attention aux autres dimensions écologiques et sociales (besoin en eau, minerais, électricité locale, perpétuation des relations d'échanges inégales).

Selon BDI, ce projet d'une production externalisée serait bénéfique à la balance commerciale de l'Allemagne, puisque les dépenses associées à l'importation de l'hydrogène et ses dérivés seraient

¹⁵⁶ Notre estimation suppose un facteur de charge général de 43 % (3 GW d'électrolyseur pour 7 GW d'électricité renouvelable). Cette estimation brute de l'espace nécessaire serait en réalité plus élevée, car le plan de BDI prévoit que 130 TWh d'hydrogène seraient plutôt importés du reste de l'Europe, où les conditions d'ensoleillement ne sont pas aussi bonnes que sous les tropiques. Ajoutons que cette estimation de la surface nécessaire à la production de l'hydrogène vert et ses dérivés serait radicalement plus élevée si toute cette production devait être effectuée à partir des conditions géographiques et climatiques de l'Allemagne.

51 % moins élevées que celles associées aux importations de pétrole, de gaz, de charbon et d'énergie nucléaire (BCG et BDI, 2021b, p. 22). Cette chute s'explique principalement par une réduction drastique des besoins en « molécules » suite à une transition reposant en grande partie sur l'électrification. En revanche, cela signifierait de tripler le coût de l'énergie des « molécules » par unité fournie : le prix des carburants passerait de 36,8 millions € par TWh à 103,9 millions € par TWh. En prenant pour hypothèse des besoins de 940 TWh d'électricité, et un coût de production composé à 60 % par le prix de l'électricité (BDI, 2020c, p. 14), cela signifierait que les coûts anticipés de l'électricité, seraient d'environ 2,9 centimes € par kWh en moyenne (en données de 2019)¹⁵⁷. Par contraste, ce tarif serait cinq fois moins élevé que celui payé par les industries énergivores en Allemagne en 2019, qui ont payé en moyenne 15,98 centimes € /kWh (Amelang, 2019). Sur le marché international de l'électricité où le tarif pour les entreprises affiche une moyenne de 14,5 centimes € par kWh en 2023, ce prix serait parmi les plus bas au monde (Global Petrol Prices, 2023). Externaliser la production d'électricité renouvelable destinée à l'hydrogène ne permettrait donc pas seulement de surpasser les limites spatiales au déploiement des éoliennes et des panneaux solaires, mais serait également le moyen de bénéficier de très bas coûts de production, essentiels au prix compétitif de l'hydrogène vert.

Un pays comme l'Allemagne, dont la responsabilité climatique est plus grande que celle du Maroc ou de la Namibie, se retrouve, grâce à sa richesse accumulée durant la période fossile, avec des capacités financières et technologiques supérieures de décarbonation. En revanche, cette décarbonation capitaliste, par ses importants investissements en capitaux, représente autant de capacités nouvelles d'appropriation du travail et de la terre qui, loin de provoquer une rupture, pourraient très certainement perpétuer et étendre les rapports inégalitaires qui étaient à la source même de cette responsabilité climatique inégale. En réalité, le projet de la transition capitaliste, du moins dans sa version allemande fortement appuyée sur l'hydrogène vert, ne peut se réaliser que sur la base d'une situation inégalitaire dans laquelle il existe des pays où le travail, les ressources et la terre coûtent moins cher qu'en Allemagne. Ce transfert du poids écologique et du temps de travail provoqué par la transition énergétique ne revêt pas un caractère accidentel mais constitue

¹⁵⁷ En s'appuyant sur les estimations de BDI (2021) de production électrique nécessaire aux carburants synthétiques (600 TWh) et à l'hydrogène (191 TWh, selon notre propre calcul de conversion d'une production de 130 TWh d'hydrogène), ce coût serait de 3,4 centimes € le kWh.

une dimension fondamentale de sa logique, puisque tout « progrès technique » se révèle, à l'échelle globale et sur le long terme, un simple déplacement d'un jeu à somme nul, jeu dans lequel certains gagnent au détriment de certains autres (Hornborg, 2019, p. 122). De surcroît, en utilisant les capacités d'électricité renouvelable qui pourraient servir à la décarbonation des systèmes électriques des pays producteurs, cette dynamique inégale pourrait paradoxalement avoir pour effet de favoriser la croissance de l'électricité produite à partir des énergies fossiles dans les pays du Sud global. Des pays comme le Maroc courent ainsi le risque de se retrouver à brûler plus de charbon et de gaz pour leurs besoins électriques, afin de rendre l'Allemagne carboneutre grâce à l'hydrogène vert qu'ils vont lui exporter (Eberhardt, 2023, p. 27)¹⁵⁸. La transition énergétique, dans sa version capitaliste et dans le cadre des rapports internationaux inégaux, pourrait ainsi provoquer un simple déplacement géographique des émissions de GES dans la périphérie, en plus d'accroître les conflits territoriaux et les problèmes de pénurie d'eau dans des pays qui subissent déjà des stress hydriques (Corporate Europe Observatory, 2023)¹⁵⁹.

Cette externalisation de la production d'hydrogène et de ses implications socioécologiques suppose la perpétuation de relations de dépendance économique asymétrique des pays de la périphérie

¹⁵⁸ Plusieurs pays identifiés comme de futurs producteurs d'hydrogène sont encore loin d'avoir décarbonés leur système électrique (Chili, Maroc, Arabie Saoudite), tandis que d'autres, comme la Namibie, importent le plus gros de leur consommation, car il manque tout simplement d'électricité. Produire de l'hydrogène à partir de parcs solaires et éoliens *off-grid*, afin qu'il soit bel et bien labellisé comme « vert », pourrait donc rentrer en concurrence avec la satisfaction d'autres besoins énergétiques locaux (décarbonation du système électrique, fiabilité du réseau électrique ou simple accès à l'électricité). Enfin, ces projets d'hydrogène vert risquent de compromettre les moyens de subsistance des communautés limitrophes en exerçant une pression sur les terres et les ressources en eau locales Cremonese, L., Mbungu, G. K. et Quitzow, R. (2023). The sustainability of green hydrogen: An uncertain proposition. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(51), 19422-19436.

<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.350> . Plusieurs violations des droits humains ont également été constatés en lien avec les projets d'hydrogène vert. Le Corporate Europe Observatory s'inquiète que la production d'hydrogène vert ne mène à donner de la légitimité à nombre de régimes répressifs. Eberhardt, P. (2023, mars). *Germany's great hydrogen race, The corporate perpetuation of fossil fuels, energy colonialism and climate disaster*. Corporate Europe Observatory. https://corporateeurope.org/sites/default/files/2023-03/Germany%E2%80%99sGreatHydrogenRace_CEO.2023.pdf

¹⁵⁹ Outre l'accaparement des terres nécessaires pour l'installation des panneaux solaires et éoliennes, les différents procédés d'électrolyse exigent d'importantes quantités d'eau, variant entre 9 et 25 kg d'eau par kilo d'hydrogène produit, selon la technique utilisée. Cela sans compter les importantes quantités d'eau nécessaire pour l'entretien des panneaux solaires. Au Moyen-Orient, dans les régions sahariennes et subsahariennes, là où le potentiel d'énergie renouvelable est plus fort, les problèmes de pénurie d'eau et la pollution liée au procédé de désalinisation font de la question de l'accès à l'eau un enjeu socioécologique de taille pour la production d'hydrogène, de surcroît dans un contexte de réchauffement climatique. Selon le Corporate Europe Observatory, 37 % des projets d'hydrogène dans le monde pourraient se retrouver dans des pays qui font déjà face à des conditions élevées voir extrêmes de stress hydrique.

envers ceux du centre. De leur propre aveu, les industries allemandes sont prêtes à favoriser une production externalisée, mais tant qu'elle demeure à faible valeur ajoutée et ne mène pas à une délocalisation des activités de production de machineries ou de produits chimiques raffinés par exemple, comme l'a affirmé le lobby de l'industrie chimique : « International cooperation and imports of energy carriers are important and rational, but they must not lead to the relocation of the value-adding stages of the value chain from Germany. » (Eberhardt, 2023, p. 31) Cette déclaration d'un représentant de la classe capitaliste allemande exprime clairement que la transition énergétique a pour condition *sine qua none* le maintien des rapports centre-périphérie, dans lesquels la périphérie extrait des ressources (énergies renouvelables, hydrogène) et les exporte vers le noyau industriel, là où se concentrent les profits (Lessenich, 2019).

Les dimensions écologique et économique des échanges inégaux impliqués par le plan de développement de l'hydrogène vert de BDI se révèlent convergentes: la production d'hydrogène vert constitue à la fois une forme d'accaparement des terres, de l'eau et de l'énergie renouvelable, une forme de « *green grabbing* », en majorité effectuées dans les pays du Sud global (Eberhardt, 2023, p. 12), et une potentielle source de profitabilité, grâce à une électricité et une main-d'œuvre incomparablement moins chères qu'en Allemagne.

9.4.7 Rentabilisation du capital fixe des infrastructures gazières et des technologies associées à la combustion

Un autre avantage de l'hydrogène et de ses dérivés est qu'il permet de maintenir certains éléments du *business as usual* des corporations des carburants fossiles et ainsi rentabiliser leur capital fixe. Pour toute entreprise capitaliste, le capital fixe constitue un risque dans la mesure où il n'est pas facilement convertible en argent liquide. Cette vulnérabilité est d'autant plus grande que l'investissement est imposant et la durée de vie des infrastructures longue (Harvey, 2018a, p. 86). Toute entreprise travaille ainsi activement à éviter la dévalorisation constante et inévitable de ses capitaux fixes (Pineault, 2023, p. 134).

Ainsi, il n'est pas surprenant de voir BDI souligner l'avantage de l'hydrogène et ses dérivés dans la valorisation des actifs. BDI relève que les carburants synthétiques permettent de maintenir une utilisation identique à celle des carburants fossiles pour les véhicules, d'utiliser l'infrastructure existante et les normes définies pour les carburants, en plus de maintenir les savoir-faire et les

emplois dans les technologies des moteurs, de la transmission et dans certains domaines de l'énergie et du gaz (BDI, 2018c, p. 3). Évidemment, ces carburants permettent également de maintenir les actifs intangibles de l'industrie fossile que représentent les automobiles et les pratiques de mobilité privée. De son côté, l'hydrogène peut dès à présent bénéficier d'un réseau de gazoducs déjà existant pour son transport et son stockage (Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas *et al.*, 2020, p. 2). Dans la mesure où seraient accordées les autorisations juridiques de conversion, les infrastructures de gaz pourraient éviter de finir comme des « *stranded assets* » (BDI, 2021e, p. 7). De surcroît, la « similarité physique » du gaz fossile et de l'hydrogène rendent leurs usages relativement interchangeables. Le gaz fossile pourrait pour cette raison servir d'inspiration pour la conception du marché de l'hydrogène (BDI, 2020d, p. 18).

Au sein de l'Union européenne, l'hydrogène et ses dérivés sont activement défendus par une constellation d'entreprises – en particulier allemandes, qui ont un intérêt au maintien de la valorisation de leur capital fixe. Parmi ces grandes entreprises, on dénombre des producteurs d'hydrogène d'origine fossile (dont Linde, Wintershall Dea, BP, Equinor), des producteurs d'usines et d'électrolyseurs (Siemens, Thyssenkrupp, Schaeffler, MAN Energy Solutions), des transporteurs de gaz et des consommateurs finaux (industries métallurgiques et chimiques, compagnies d'électricité, transports, immobilier et chauffage). Puisque son capital fixe est essentiellement lié au gaz fossile, l'orientation principale du lobby de l'hydrogène consiste à tenter de faire reconnaître l'hydrogène bleu comme moyen de décarbonation (Haas, T., Syrovatka, *et al.*, 2022). Aux yeux de l'ONG Corporate Europe Observatory, l'hydrogène est plutôt susceptible de « protéger leurs actifs polluants et de remettre à plus tard les actions nécessaires à la décarbonation de l'économie » (Eberhardt, 2023, p. 12).

Les entreprises du pétrole et du gaz ont particulièrement intérêt au développement accéléré des voies de débouché de l'hydrogène, car elles savent qu'à court et à moyen terme l'hydrogène produit sera gris ou bleu, provenant surtout du gaz fossile, puisque l'hydrogène vert ne sera pas disponible en quantité suffisante avant plusieurs années. Sur les vingt plus gros projets d'hydrogène annoncés (dont une majorité de sources renouvelables), onze ont pour développeur principal au moins une compagnie pétrogazière (Vezzoni, 2024). Cela amène plusieurs observateurs critiques à considérer que l'hydrogène constitue un « Cheval de Troie » de l'industrie fossile, avis corroboré par l'économiste Claudia Kemfert, membre du Conseil d'experts pour les questions environnementales

en Allemagne (*Sachverständigenrat für Umweltfragen*), qui a décrit l'hydrogène comme une « excuse pour continuer à utiliser des carburants fossiles » (Eberhardt, 2023, p. 12-13). Cette analyse montre bien les intérêts réels de l'industrie fossile dans l'hydrogène, *mais tend à négliger le rôle plus déterminant de l'hydrogène pour le maintien des conditions générales de l'accumulation pour l'ensemble de l'économie capitaliste*. À court terme, ce ne sont pas seulement les compagnies de pétrole et de gaz qui sont investies dans le développement de l'hydrogène, mais les compagnies chimiques, minières et de l'automobile (Vezzoni, 2024). À plus long terme, ce sont les conditions de la consommation énergétique de l'économie capitaliste dans son ensemble qui pourraient dépendre du rôle de l'hydrogène.

Néanmoins, l'ouverture à l'hydrogène bleu est déjà bel et bien établie par le gouvernement allemand depuis 2022, conformément au souhait de BDI. En octobre 2022, Hambourg a reçu une livraison test d'ammoniaque bleu en provenance des Émirats arabes unis, dont le CO₂ capté a servi à extraire davantage de carburants fossiles (Eberhardt, 2023, p. 23)¹⁶⁰. Depuis le début de l'année 2023, le gouvernement allemand a établi un partenariat avec la Norvège et le Danemark, pour l'approvisionnement en hydrogène bleu¹⁶¹ (Kurmayer, 2023). Mais surtout, dans la mise à jour de la stratégie nationale concernant l'hydrogène révélé au public le 26 juillet 2023, Robert Habeck, ministre de l'Économie et de l'action climatique, a défendu le besoin d'hydrogène bleu, en attendant qu'il y ait suffisamment d'hydrogène vert, et prévoit renouveler les pressions pour des directives similaires au sein de l'Union européenne.

Cette direction du développement de l'hydrogène en Allemagne, soit l'idée de lancer le marché à partir de l'hydrogène bleu, est exactement celle recommandée par BDI. BDI soutient depuis 2019 que l'intégration de l'hydrogène dans les processus industriels va exiger à court et à moyen terme

¹⁶⁰ Lors de la COP28 de décembre 2023, avec le Japon et la Namibie, l'Allemagne a présenté une initiative mondiale de reconnaissance mutuelle des systèmes de certification de l'hydrogène et de ses dérivés intitulé "Mutual Recognition of Certification Schemes for Renewable and Low-Carbon Hydrogen and Derivates". Cela laisse ainsi encore ouvert la voie au développement de l'hydrogène bleu. BMWK. (2023c). *Wasserstoffhochlauf erreicht neue Phase: Deutschland unterstützt gegenseitige Anerkennung von Normen für Wasserstoff*. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/12/20231205-wasserstoffhochlauf-erreicht-neue-phase.html>

¹⁶¹ Pour le reste des besoins en hydrogène (dont la couleur reste à déterminer), il prévoit également se tourner vers la Finlande, l'Autriche, la Suède, la France et l'Italie pour combler sa demande réévaluée à 95 à 130 TWh en 2030, puisque les objectifs de production domestique (10 GW) ne combleraient que 25 TWh des besoins en hydrogène du pays

la mise en place d'une structure de production d'hydrogène autant à partir du gaz naturel qu'à partir des installations d'électrolyse (BDI, 2019b, p. 7). Il semble que ce soit aussi la raison pour laquelle BDI s'oppose à la classification réglementaire de l'hydrogène en diverses catégories (vert, bleu, gris, orange). BDI suggère que seule l'empreinte carbone soit déterminante pour la classification des gaz, « indépendamment de la technologie et de la matière première avec laquelle le gaz est produit » (BDI, 2019b, p. 8). Dans ses interventions à l'Union européenne, BDI suggère de se débarrasser de la distinction entre « gaz renouvelables » et « gaz décarbonés » - catégorie qui inclurait la production d'hydrogène bleu (avec un taux de décarbonation estimé à plus de 90 %) - pour avoir une seule catégorie englobante portant le titre de « gaz climatiquement neutres » (*Climate-neutral gases*). Il s'agirait ainsi de permettre à des usines productrices d'hydrogène à partir de gaz fossile de pouvoir acquérir (dans la mesure où leur technologie de captation de carbone est suffisamment efficace) le titre de producteurs de « gaz carboneutre », ce qui leur donnerait une égalité de traitement réglementaire avec les gaz dits « renouvelables » (BDI, 2019b, p. 18). Dans l'élaboration de la réglementation entourant le réseau gazier d'hydrogène, BDI défend que la définition de l'hydrogène inscrite dans la loi sur l'énergie devrait être conçue de manière « technologiquement neutre » (BDI, 2021e, p. 2-3) afin de ne pas favoriser l'hydrogène vert. L'hydrogène bleu, mais aussi l'hydrogène turquoise et orange (BDI, 2023c, p. 1) seraient nécessaires au décollage du marché, surtout dans un contexte où l'hydrogène vert ne serait vraisemblablement pas disponible en quantité suffisante d'ici 2030 (BDI, 2020a, p. 1; 2020d, p. 6 et 11; 2021c, p. 6; 2021l, p. 4; 2023c, p. 3), puisque les capacités de production prévues de 5 GW (révisé par le gouvernement à 10 GW en 2023) ne pourraient couvrir qu'environ 20 % (entre 19 et 26 % selon le plan du gouvernement) des besoins en hydrogène (BDI, 2020a, p. 4)¹⁶². L'autorisation de l'hydrogène non vert, surtout bleu, pourrait accélérer le déploiement des technologies du côté des usages de l'hydrogène et ainsi ouvrir la voie pour l'hydrogène vert (BDI, 2020a, p. 4). C'était d'ailleurs également l'avis de la Commission européenne à ce sujet qui a affirmé qu'« à court et à moyen terme, il faudra avoir recours à d'autres modes de production

¹⁶² En attendant que de l'hydrogène vert soit abondamment disponible, BDI recommande aussi l'autorisation de la production d'hydrogène à partir de l'électricité sur les sites industriels, en particulier dans les industries de la chimie et de l'acier, indépendamment de la proportion d'électricité renouvelable présente dans le réseau électrique BDI. (2021g). *Handlungsempfehlungen zur Studie Klimapfade 2.0*. .

d'hydrogène bas carbone » qu' à partir de l'électricité renouvelable (Commission européenne, 2020).

Comme nous le comprenons, BDI soutient que l'hydrogène bleu constituerait un moyen de transition vers l'hydrogène vert. Nous retrouvons ici le motif de la *transition dans la transition*. Tandis que, dans les nouvelles centrales thermiques *H₂-ready*, le gaz fossile est présenté comme un carburant transitoire, l'hydrogène appelé à le remplacer pourrait bien être bleu avant d'être vert, repoussant d'une étape supplémentaire la décarbonation réelle. Dans les faits, il est fort probable que ce moyen de transition se cristallise plutôt comme point d'arrivée. Autrement dit, le verrou-carbone (*lock-in*) serait solidifié par un nouveau maillon. Une fois que les infrastructures de production seront en place, la dépendance au chemin emprunté (*path dependency*) exercera un pouvoir considérable qui pourrait rendre plus difficile la conversion vers d'autres alternatives moins polluantes (Eberhardt, 2023). Que faire des installations d'hydrogène bleu, non seulement des lieux de production, mais aussi des pipelines liés à ces lieux, une fois l'hydrogène vert devenu compétitif¹⁶³ ? L'intérêt des producteurs d'hydrogène et des consommateurs industriels pourrait par ailleurs continuer de converger tant que les coûts de production de l'hydrogène bleu demeureront compétitifs, ce qui pourrait bien être le cas à moyen terme. En dernier ressort, c'est « le marché qui décidera si l'hydrogène vert peut s'imposer et sous quelle forme » (BDI, 2021i, p. 9). Bref, rien ne garantit que ce passage se fera conformément aux attentes.

La production d'hydrogène vert et d'hydrogène bleu pourrait avoir chacune leur chaîne de valeur, avec des compagnies différentes, des savoir-faire et des infrastructures différentes. En réalité, l'hydrogène vert constitue certes un objet d'intérêt pour les compagnies d'électricité et les opérateurs de réseau électrique, qui pourrait permettre de favoriser le modèle d'affaires des énergies renouvelables et aider à équilibrer le réseau électrique (Van Renssen, 2020), mais elle aussi investi par les compagnies pétrogazières (Vezzoni, 2024), qui, en même temps, sont particulièrement bien placées pour produire de l'hydrogène bleu (Szabo, 2020).

¹⁶³ Certaines installations pourraient éventuellement produire de l'hydrogène à partir de biométhane, contribuant ainsi à réduire éventuellement les émissions de méthane. Cette idée pourrait toutefois se heurter au problème de l'approvisionnement limité en biomasse durable.

La filière de l'hydrogène se déploie, en apparence, comme un moyen permettant aux entreprises énergivores, en particulier dans la chimie et la métallurgie, de se libérer des carburants fossiles. Dans les faits, il est fort probable que, à court terme, l'hydrogène ne soit pas véritablement une façon de s'émanciper de ces carburants, mais surtout ne constitue en aucun cas un moyen de se libérer des corporations liées aux carburants fossiles. Du point de vue des transformations macro-économiques du système énergétique, l'hydrogène se trouverait ainsi à jouer un double rôle : il permettrait de maintenir le capital fixe des compagnies du secteur fossile tout en donnant l'impression d'ouvrir l'horizon d'un régime énergétique débarrassé des énergies fossiles.

9.4.8 Rentabilisation de la capture du carbone : l'hydrogène comme débouché pour le recyclage du carbone

Dans le cadre de l'économie capitaliste, capter le carbone issu des processus industriels ne pourra se faire que s'il existe un véritable incitatif à la clé (Malm et Carton, 2021). Les technologies de CCUS requièrent une infrastructure entièrement nouvelle aux coûts d'investissements importants : usines de captage, pipelines, stockage; tout cela devra être rentabilisé. Soit ces coûts sont socialisés par des fonds publics, soit l'entreprise qui capte ce carbone trouve une voie de rentabilité par la vente de crédits sur le marché du carbone ou revend ce carbone pour d'autres utilisations. BDI déplore que le CO₂ soit souvent considéré comme un « déchet » (*Abfall*) à éviter alors que le carbone qu'il contient est une matière première importante pour l'industrie (BDI, 2023a, p. 4), une marchandise à valoriser.

Pour BDI, l'hydrogène aurait l'avantage de fournir un élément à combiner avec le CO₂ capté, pour produire des carburants synthétiques qui eux, pourraient revêtir une valeur d'échange. Si BDI reconnaît que l'utilisation du CO₂ capté dans les procédés industriels, entre autres dans la combustion de la biomasse (BCG *et al.*, 2018, p. 146), ne peut être une voie pour la carboneutralité à long terme, elle souligne que la production *Power-to-X* « peut augmenter l'attractivité économique des technologies de capture du carbone » et faciliter le décollage de leur marché (BCG et BDI, 2021b, p. 92; BDI, 2023a, p. 4). Étant donné les besoins en carbone dans l'industrie de la chimie et les besoins en carburants synthétiques, BDI défend que la stratégie de gestion du carbone de l'État devrait considérer les technologies d'utilisation du carbone (CCU) comme aussi importantes que celles de stockage (CCS), puisqu'elle s'inscrirait aisément dans la conception de « l'économie circulaire » en fournissant des possibilités de « recyclage » du carbone, en particulier

pour l'industrie chimique et pétrolière (acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften et BDI, 2020, p. 6; BCG et BDI, 2021b, p. 21; BDI, 2021j, p. 16; 2023a, p. 4). Elle soutient qu'il faut concevoir le développement de l'économie de l'hydrogène et la stratégie de gestion du carbone de manière intégrée (BDI, 2023c, p. 3). Autant l'hydrogène est la « seule option » pour rendre carboneutre l'industrie de l'acier, autant l'hydrogène est indispensable pour l'utilisation et le recyclage du CO₂ généré par les processus industriels qui semblent inéluctables (BDI, 2019b, p. 5). Le gouvernement devrait ainsi permettre l'utilisation du carbone capté dans les rejets industriels pour la production de *PtX* dans une « phase de transition ». De plus, en attendant que l'hydrogène vert soit abondamment disponible à un coût compétitif, le gouvernement devrait permettre l'usage d'hydrogène bleu (donc avec CCUS) dans le *PtX* (BDI, 2023a, p. 4). Le carbone serait ainsi « recyclé » lors de la production de l'hydrogène, mais aussi dans d'autres procédés industriels, avant d'être recombinaé avec de l'hydrogène pour en faire un carburant synthétique. Ainsi, il est assez clair que le développement de l'hydrogène et de ses dérivés pourrait fournir une condition essentielle au démarrage du marché des technologies d'utilisation et de stockage du CO₂ selon BDI (BDI, 2021c, p. 15).

D'un point de vue strictement technique, la production d'hydrogène pourrait se tenir à bonne distance des technologies de CCUS et permettre une émancipation des énergies fossiles : produire de l'hydrogène par l'électrolyse de l'eau n'implique aucune émission (directe) de carbone ou consommation de carburants fossiles. Dans la trajectoire de l'ère fossile, le développement de cette filière pourrait plutôt contribuer, à court terme, à soutenir les entreprises qui possèdent pour le moment les plus grands intérêts dans les infrastructures de CCUS de deux façons : en amont de la chaîne de valeur, produit à partir du gaz fossile, l'hydrogène bleu permet la rentabilisation des réserves de gaz fossile; en aval, en ayant le potentiel d'être recombinaé à du CO₂ capté, il permet la rentabilisation des investissements dans les infrastructures de CCUS, elles-mêmes utilisées dans sa propre production. Plutôt que de contribuer à rompre le verrou-carbone, l'hydrogène, en se développant de manière coordonnée avec les infrastructures de CCUS, pourrait ainsi au contraire aider à le perpétuer (Eberhardt, 2023, p. 22).

9.4.9 Conditions et obstacles du développement de la filière hydrogène

Malgré tous les avantages que pourrait conférer le développement d'un secteur de l'hydrogène, cela ne se fera pas sans difficulté, comme le reconnaît BDI. Les investisseurs auraient grand besoin de « sécurité d'investissement » (*Investitionssicherheit*) sur un temps long (BDI, 2018c, p. 5), ce qui suppose des conditions réglementaires et fiscales favorables.

Il faudra d'abord d'importants changements réglementaires (acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften et BDI, 2020, p. 5), essentiellement pour faire reconnaître l'hydrogène et les carburants synthétiques comme des solutions carboneutres (BDI, 2021m, p. 3). La construction des usines d'hydrogène et du réseau de transport devrait également être facilitée sur le territoire (BDI, 2022b, p. 13-14) et bénéficier d'autorisations spéciales, afin d'en accélérer le déploiement¹⁶⁴, à l'instar des changements réglementaires qui ont permis l'accélération du développement du GNL (BDI, 2022b, p. 12). Au-delà des autorisations, la réglementation étatique devrait travailler à forcer l'ouverture du marché en établissant des « quotas obligatoires de PtX » pour le transport routier et aérien à partir de 2025 (BDI, 2021h, p. 13-14), afin de sécuriser un bassin de clients pour les producteurs (BDI, 2023c, p. 3).

Le plus gros défi consistera surtout à faire de l'hydrogène vert une filière rentable. Une grande partie des recommandations de BDI au sujet de la filière de l'hydrogène peuvent se résumer en une série de demandes visant à socialiser les coûts d'investissements prohibitifs de la recherche et développement, de la production, du transport et de l'usage d'hydrogène et de ses dérivés. La recherche et développement doit être subventionnée par l'État allemand (BCG *et al.*, 2018, p. 10; BDI, 2017b, p. 10; 2017c, p. 3; 2018a, p. 19), afin de réduire les coûts de production des électrolyseurs (tout en augmentant leurs rendements), de réduire les coûts de transport (tout en garantissant sa pureté et en minimisant sa volatilisation) et de réduire les coûts des piles à combustible (tout en améliorant leur durée de vie et leur stabilité face aux changements météorologiques) (BCG *et al.*, 2018, p. 74). Puisque les coûts de production de l'hydrogène vert sont concentrés dans les coûts d'opération liés à l'électricité (60 %), il faudrait réduire la facture

¹⁶⁴ Il est possible que ces processus d'accélération, présenté comme une façon de se débarrasser d'une lourde bureaucratie au nom même de l'écologie, provoque d'autres conflits écologiques, puisque le pouvoir des instances de médiations visant à évaluer les conséquences écologiques des infrastructures pourraient se voir limiter.

électrique des producteurs (BDI, 2020a, p. 3; 2020c, p. 14) par des exemptions fiscales (BDI, 2019b, p. 2; 2021l, p. 4), et ce, pour une durée garantie de 20 ans (BDI, 2020c, p. 1), car le décollage du marché de l'hydrogène exigerait un prix compétitif « à long terme » par rapport aux autres énergies (BDI, 2021i, p. 4). Des subventions pour les coûts d'opération des producteurs d'hydrogène devraient également être prévues, de même que pour les coûts d'investissements (BDI, 2023c, p. 3). En raison de la compétition féroce des carburants fossiles, une exonération fiscale pour les carburants carboneutres (biocarburants et carburants synthétiques) paraît aussi nécessaire (BDI, 2021j, p. 14), en plus de subventions d'exploitation (BDI, 2022c, p. 4). Par ailleurs, des *Carbon-Contracts-for-difference* (CCfD) devraient être financés par l'État afin d'encourager financièrement les industries consommatrices à choisir des technologies carboneutres comme l'hydrogène, en dépit de leurs coûts supérieurs (BDI, 2021f, p. 1). Certaines des grandes entreprises membres de BDI ont également contribué à écrire le mécanisme sur mesure pour le décollage du marché de l'hydrogène. Ce programme gouvernemental, intitulé H2Globals, permet, grâce à une somme de 4,9 milliards € jusqu'à maintenant, de combler l'écart entre les coûts de production élevés de l'hydrogène vert et le prix bas auquel les consommateurs industriels sont prêts à l'acheter. Il favorisera tant l'importation d'hydrogène que l'exportation des technologies allemandes entourant sa production (Eberhardt, 2023, p. 20). La socialisation des coûts de l'hydrogène demandée par BDI devrait ainsi se faire aux deux extrémités de l'échange marchand : subventionner la production d'hydrogène vert du côté des vendeurs, mais aussi subventionner son achat du côté des consommateurs industriels.

L'autre enjeu demeure de savoir quel modèle d'affaires rentable peut se développer sur la base d'une production d'hydrogène vert discontinue, variable au gré du rendement des éoliennes et des panneaux solaires. BDI soutient que la production d'hydrogène vert pourrait se faire de manière « flexible », soit seulement dans les moments de surplus et ainsi être à l'arrêt lorsqu'il y aurait trop peu de soleil et de vent (BCG *et al.*, 2018, p. 252; BDI, 2020d, p. 22). Or, BDI reconnaît en même temps que la rentabilité des électrolyseurs serait fortement liée à l'apport constant en électricité. Une utilisation efficace et économique des électrolyseurs exigerait de fait un facteur de charge de 30 à 40 % (Kakoulaki *et al.*, 2021). Étant donné que la production d'hydrogène vert exige d'importants investissements, le taux d'utilisation des installations jouerait un rôle clé dans le coût de production de l'hydrogène. Ce coût pourrait diminuer de manière importante, grâce à

l'augmentation du nombre d'heures de production à pleine capacité, augmentation elle-même rendue possible par une combinaison adéquate du solaire et de l'éolien dans les régions les mieux dotées (BDI, 2021i, p. 6). BDI estime que 4 000 heures à pleine charge (soit près de la moitié d'une année) seraient nécessaires pour une exploitation rentable des installations de production d'hydrogène vert (BDI, 2020c, p. 15). Pour ce qui est des installations de production de carburants synthétiques, elles devraient fonctionner si possible « 24 heures sur 24 ». Elles seraient donc tributaires d'une alimentation électrique continue et ainsi de moyens de sécurisation de l'approvisionnement électrique (BDI, 2017c, p. 6). Dans les conditions actuelles de l'Allemagne, la production d'hydrogène vert ferait face à un dilemme entre la rentabilité et l'origine renouvelable. Soit il est produit localement entièrement à partir d'énergie renouvelable de manière *off-grid*, mais alors sa rentabilité serait précaire, en raison des grandes variations du soleil et du vent. Il serait alors tributaire de subventions ou de baisses de coûts. Soit il est produit à partir de l'électricité tirée de l'ensemble du réseau et ne peut être qualifié de « vert » avant que le réseau ne soit complètement décarboné, aux alentours de 2035. Cela expliquerait probablement pourquoi BDI favorise une production d'hydrogène vert *off-grid* à l'extérieur du pays.

Il est surprenant de constater à quel point la filière de l'hydrogène est tant défendu par BDI alors qu'elle représente d'abord un coût et un risque plutôt qu'une véritable voie sûre de rentabilité. Nous pouvons ici faire l'hypothèse que, dans le cadre d'une transition de type capitaliste, les caractéristiques quant à la valeur d'usage de l'hydrogène et de ses dérivés, en particulier pour les consommateurs industriels, semblent prépondérantes sur la profitabilité à court terme de cette filière. L'écart entre cet impérieux besoin d'hydrogène et les repoussantes perspectives de profitabilité ne pourrait alors être comblé que par une vaste socialisation des coûts de la transition. Cette socialisation des coûts des infrastructures énergétiques peu rentables ou dont le coût d'investissement est trop élevé ou risqué ne serait par ailleurs pas nouvelle dans l'histoire de l'État allemand (et dans celle d'autres États-nations), comme nous le rappelle l'exemple des centrales nucléaires.

9.5 Conclusion

La reconstitution des perspectives de cette organisation patronale à propos de l'énergie nous donne la représentation d'une forme de planification capitaliste à une échelle macrosociale, visant à

affronter la question climatique comme un ensemble de menaces et d'opportunités pour des modèles d'affaires. Étant donné qu'une transition énergétique dans sa forme capitaliste paraît *a priori* incompatible avec une descente énergétique et avec des bouleversements majeurs des pratiques sociales liées à la surproduction et la surconsommation, la trajectoire que recommande BDI pour la transition allemande se présente comme un vaste projet de transformation techno-industrielle. Bien loin de constituer un processus de réduction du poids matériel de l'économie sur les écosystèmes, cette trajectoire provoquerait un usage intensif de la terre, des toits, des parois et des zones de haute mer pour la production d'électricité renouvelable, la construction sans précédent et rapide de nouvelles centrales thermiques, le quadrillage du territoire par des lignes électriques, des batteries de longue durée, des pipelines et des réservoirs d'hydrogène, l'approfondissement de la numérisation et de l'automatisation des processus impliquant de la consommation énergétique et, surtout, l'externalisation dans la périphérie de la production d'hydrogène vert. Sans compter tous les processus d'extraction et de production associés à l'ensemble de ces infrastructures.

Par l'analyse thématique de contenu des documents de BDI, nous avons révélé les grandes orientations d'une transition qui serviraient les intérêts capitalistes en Allemagne. Au travers de la reconstruction de ce projet, nous avons pu observer comment s'expriment pour les acteurs capitalistes et avec leurs mots les exigences normatives quant à l'approvisionnement énergétique. Le premier constat évident est qu'il n'y pas de contradiction fondamentale entre les énergies renouvelables et l'économie capitaliste selon BDI. La transition énergétique peut constituer une occasion d'affaire pour les entreprises allemandes dans la compétition internationale. Mais surtout les énergies renouvelables, dans leurs caractéristiques propres, ne menacent pas l'intégrité du régime énergétique *si et seulement si* deux conditions générales sont respectées. La première, il faut que les panneaux solaires et les éoliennes (en particulier off-shore) soient développés à une échelle massive *pour assurer le maintien d'une consommation énergétique élevée*. Cette première condition suppose d'écarter non seulement la voie d'une accélération trop rapide de l'efficacité énergétique comme exigée par le gouvernement allemand, mais surtout les voies de la sobriété énergétique comme celle évoquée timidement par le GIEC. La deuxième condition consiste à développer la filière de l'hydrogène et des carburants synthétiques, non seulement pour dépasser les limites techniques de l'électricité, mais également pour limiter l'électrification. Maintenir la production capitaliste avec des énergies renouvelables variables représente certains risques

importants : des risques pour le procès de production à cause de la variation du soleil et du vent et des *black-out*, des risques de délocalisation de l'investissement par la diminution de la mobilité des marchandises et la faible disponibilité de vecteurs énergétiques denses pour les procédés industriels. Or, la classe capitaliste allemande semble bien saisir l'étendue de ces risques, à en voir le sérieux avec lequel elle investit ses capacités de recherches et de lobbying. Outre les transformations importantes du système électrique exigées, nous avons relevé le privilège significatif accordé à l'énergie éolienne, notamment aux éoliennes *off-shore*, en notant ses capacités supérieures d'abstraction temporelle et spatiale. Mais pour l'armature de ce régime, c'est l'hydrogène et ses dérivés qui paraissent pouvoir le mieux remplir les avantages en termes de transportabilité, de densité, d'intemporalité, de polyvalence, de contrôlabilité, d'abondance, de substituabilité et de complémentarité qui semblent avoir été ceux des carburants fossiles. Assurer de l'énergie abondante, en tout temps, flexible, adéquate aux procédés industriels, facilement transportable mais aussi capable de nourrir les moyens de transport, le tout sans émettre de GES, voilà le fantasme de modernisation écologique que représente l'hydrogène et ses dérivés aux yeux de la classe capitaliste allemande.

Comparativement au plan de transition de l'IEA, qui projette une consommation d'hydrogène à l'échelle mondiale déjà élevée par rapport au GIEC (de 8 à 11 % de la consommation d'énergie finale), le patronat allemand table sur une proportion deux fois plus importante (22 %). Relativement au GIEC, on peut ainsi observer une certaine convergence entre les perspectives de l'IEA et de BDI. Cela tend à nous suggérer que le caractère plus ouvertement capitaliste des intentions des deux organisations favorise la défense de l'hydrogène comme forme énergétique permettant de maintenir l'intégrité du régime énergétique. L'écart statistique entre l'IEA et BDI peut lui s'interpréter en partie comme le résultat de l'abandon du nucléaire par la classe capitaliste allemande, l'absence de carburants fossiles résiduels dans le mix énergétique et en partie comme le reflet du fort caractère idiosyncrasique de l'économie allemande dans l'ensemble de l'économie mondiale, notamment son fort degré de production industrielle énergivore.

L'hydrogène, *ersatz* des carburants fossiles, pourrait permettre de maintenir le régime énergétique précédent, et ainsi repousser dans le temps et dans l'espace les contradictions entre le profil spatio-temporel des énergies renouvelables et les exigences de l'accumulation capitaliste. C'est ce qu'il

nous faut maintenant évaluer en théorisant de manière plus systématique le rapport entre énergie et capitalisme à l'aune des plans de transition étudiés.

CHAPITRE 10

Le régime d'énergie abstraite

Dans ce chapitre, nous exposons notre proposition théorique pour comprendre le rapport entre capitalisme et énergie, à l'aune des acquis de nos recherches empiriques et de notre synthèse de la littérature de l'économie politique et écologique sur l'histoire de l'énergie. Comme nous l'avons exposé dans les chapitres empiriques, la planification de la transition énergétique à l'intérieur du cadre capitaliste exprime un certain nombre d'attentes quant au système énergétique, attentes qui doivent impérativement être satisfaites par le nouveau système « renouvelable ». Autrement dit, les sources et formes énergétiques décarbonées ne peuvent faire leur place dans le système énergétique établi historiquement sur la base des carburants fossiles qu'à la condition de s'y substituer de manière *mimétique*. Ce chapitre établit de manière plus explicite et systématique l'ensemble des attentes du capital envers l'énergie qui conditionne le projet de transition énergétique. Il se nourrit aussi d'un travail de synthèse historique, qui met l'accent sur les relations entre énergie et capitalisme dans le passé, à l'aune de notre cadre théorique mais surtout des diverses dimensions extraites grâce à notre analyse thématique de contenu sur les orientations capitalistes présentes (et futures) de la transition. Autrement dit, notre analyse précédente nous amène à poser différemment certaines questions historiques, tout autant que notre synthèse historique vient compléter et bonifier l'analyse du GIEC, de l'IEA et de BDI d'une compréhension des intérêts capitalistes objectifs, qui n'ont pas toujours été explicités dans les documents analysés.

Par cette démarche, nous développons le concept de *régime d'énergie abstraite*, qui nous permet de préciser comment l'énergie doit se conformer à un certain nombre de propriétés idéales pour exister comme abstraction réelle du capitalisme. Enfin, nous précisons comment ces propriétés idéales de l'énergie sont plus ou moins satisfaites par diverses formes énergétiques et ce que cela implique en termes biophysiques pour le projet de transition énergétique capitaliste.

10.0 Le concept de régime : considérations conceptuelles

À propos du rapport historiquement institué entre le capitalisme et l'énergie, nous soutenons qu'il existe une régularité ou une constante qu'on peut saisir par le concept de *régime*¹⁶⁵. Nous renvoyons ici à l'idée d'une forme de métabolisme social (Fischer-Kowalski et Haberl, 2007) qui se construit et se reproduit dans l'histoire par des normes sociales de production et de consommation. Par *régime énergétique*, nous entendons, comme pour un régime alimentaire, la combinaison d'une dimension matérielle et d'une dimension normative. D'un point de vue matériel, un régime énergétique constitue un *système énergétique*, soit l'ensemble des sources, convertisseurs, vecteurs, usages et moyens d'extraction et de transport de l'énergie. Conformément à notre cadre théorique, cette matérialité doit être interprétée comme la cristallisation historique de rapports sociaux déterminés, dans le capitalisme avancé, par sa dynamique monopolistique, la lutte des classes et les rapports néocoloniaux entre le centre et la périphérie. D'un point de vue normatif, le régime énergétique a été construit, de manière contingente et non téléologique, à partir de propriétés idéales de production et de consommation de l'énergie, indissociables du système énergétique dans sa matérialité. Ces propriétés idéales, travaillées par les exigences de l'accumulation capitaliste, en sont venues à constituer l'énergie comme *valeur d'usage spécifiquement capitaliste*. Ce processus correspond à ce que Marx a conceptualisé comme la *subsumption réelle* : l'énergie n'a pas été seulement intégrée *formellement* comme élément indispensable du capital, mais a été matériellement reconfigurée de telles manières à correspondre aux attentes du capital. Ce régime énergétique constitue aujourd'hui une condition essentielle de l'accumulation pour le capitalisme dans son ensemble, et non pas seulement pour le capital du secteur énergétique (le capital énergétique). Il doit donc faire l'objet d'un travail actif de reproduction et d'élargissement, concomitant de l'accumulation générale du capital. En résumé, nous définissons le régime d'énergie abstraite comme la *configuration matérielle et normative de la production et de la consommation énergétique telle qu'elle a été mise en forme par le développement historique du capitalisme industriel à l'échelle internationale*.

¹⁶⁵ Notre perspective se distingue de la tradition d'analyse sociologique des « régimes socio-techniques » (Geels, 2014) en reconnaissant une place prépondérante au pouvoir structurel du capital sur l'évolution du régime énergétique (voir notre critique de cette approche au chapitre 1).

Le concept de régime se comprend de manière *relationnelle*. Il ne vise pas à porter notre regard sur le secteur énergétique isolément, mais à entrevoir sa relation à l'ensemble de la reproduction du capitalisme. Le régime énergétique s'intéresse à la relation entre la production de l'énergie comme marchandise (offre) et la consommation de cette énergie comme marchandise (demande), surtout comme instrument de valeur d'échange (profit). Dans les termes de l'écologie sociale (Pineault, 2023), nous nous focalisons sur le rapport entre l'extraction et la production, cette dernière étant comprise comme le moment dit « productif » de consommation ou de transformation énergétique. Le rapport entre ces deux moments du circuit économique s'est historiquement co-produit de manière itérative : autant les besoins fonctionnels de la transformation productive de l'énergie ont pu stimuler l'extraction et la production énergétiques, autant les conditions du secteur énergétique ont souvent contribué à former la demande énergétique du reste de l'économie. En effet, la *capitalisation de l'extraction* décrit ce processus par lequel le haut niveau d'investissement nécessaire à l'extraction et au transport de l'énergie crée, pour la corporation extractive, une pression à l'augmentation du volume des ventes et, par conséquent, tend à normaliser un flux continu d'énergie abondante, standardisée et à bas coût qui cristallise des usages productifs (Pineault, 2023, p. 152-153). Cela dit, notre thèse ne se penche pas spécifiquement sur l'énergie comme source de profitabilité pour les compagnies énergétiques en tant que telle, mais à l'énergie comme levier de profitabilité pour toutes les entreprises capitalistes. Bien sûr, cela n'exclut pas la nécessité pour les entreprises énergétiques de produire une marchandise elle-même profitable.

Comprendre ce régime suppose préalablement une compréhension de l'économie politique du capitalisme, de ses exigences fondamentales pour sa reproduction et son expansion, afin de formuler les attentes du capital envers l'énergie (ses propriétés idéales). Par la suite peuvent être établies les conséquences nécessaires de ces propriétés idéales sur l'extraction et la production de l'énergie comme marchandise. Comme le soutient Pineault, dans une économie capitaliste, « it is the valorization and accumulation imperatives that define functionality and that mediate the biophysical transformation and circulation of the throughput » (Pineault, 2023, p. 44). L'intérêt du concept du régime d'énergie abstraite est de montrer que ces implications ne sont pas accidentelles mais nécessaires, *en vertu même des propriétés idéales du régime*. Ainsi, le concept de régime d'énergie abstraite permet de saisir conceptuellement le rapport d'imbrication nécessaire entre une dynamique sociale (l'énergie *du* capitalisme) et une dynamique écologique particulière à son

secteur énergétique (le capital énergétique *dans* les cycles biogéochimiques). Autrement dit, il permet de rendre compte du lien entre les relations sociales capitalistes, notamment la contrainte à l'accumulation et les rapports de classes, et un certain rapport extractif à la nature. Maintenir et développer la relation de domination-extraction face à la nature constitue un des moyens privilégiés pour maintenir et étendre les relations de domination-exploitation sociale dans leur ensemble. Cela est généralement cohérent avec l'approche de l'écologie sociale, pour qui « the qualitative characteristics of the [material] throughput are determined by the different social relations that mediate its flow » (Pineault, 2023, p. 41).

Les propriétés idéales qui constituent le régime énergétique seront ici surtout étudiées en tant que propriétés idéales de l'énergie *du capital* par opposition à des attentes ayant pour intention première la reproduction sociale. Cela signifie que nous ne considérons pas ces propriétés idéales comme étant nécessairement indispensables à la satisfaction des besoins sociaux en général, mais d'abord indispensables à la satisfaction des intérêts capitalistes. De fait, au regard de la diversité des pratiques liées à l'énergie et des niveaux variables de consommation énergétique dans les sociétés, il paraît souhaitable de distinguer la satisfaction des besoins *per se* de la consommation d'énergie commerciale. En revanche, il paraît difficilement envisageable de concevoir une production capitaliste sans énergie commerciale. Dans ce contexte, il est possible d'interpréter le concept de *mode de vie impérial* (Brand et Wissen, 2021) comme l'expression d'une tendance des sociétés du Nord global visant à établir une adéquation forte entre les propriétés idéales de l'énergie *du capital*, notamment les propriétés idéales du régime énergétique, et les besoins sociaux. Nous formulons l'hypothèse que la mise en place historique de ce régime, au départ pour les bénéfices du capital, aurait eu pour conséquence de naturaliser – par la suite – *pour les ménages* le besoin en énergie dotée des qualités adéquates au capital. À titre d'indice, il est possible de rappeler deux faits connus pour ce qui est de l'électricité : elle a été développée et étendue *d'abord* pour servir en grande majorité des usages industriels (Hausman *et al.*, 2008, p. 27), puis, lorsqu'elle a commencé à être consommée dans les ménages, les corporations ont travaillé à en écouler les surplus en déployant des efforts marketing pour en multiplier les usages au-delà des ampoules, notamment en encourageant l'achat d'appareils électroménagers (Evenden, M. et Peyton, 2016, p. 252-257; Nye, 2001, p. 171). Aujourd'hui, cette consommation électrique domestique considérée comme une évidence dans les États capitalistes avancés s'exprime symboliquement par l'expression marketing

(et idéologique) du *plug-and-play*, devenue une pratique normalisée dans le Nord global. Ainsi, s'il faut reconnaître que la sphère de la consommation des ménages exerce une influence sur l'accumulation des stocks et les flux notamment énergétiques, celle-ci doit être comprise non comme le lieu d'expression de préférences *données de tout temps*, mais comme un lieu contradictoire où le capital a travaillé *historiquement* – en particulier après la Deuxième Guerre mondiale – à subsumer la reproduction sociale pour écouler ses surplus, en produisant de nouvelles normes de consommation, notamment énergétiques (Pineault, 2023, p. 22). Si notre hypothèse sur la consommation énergétique des ménages s'avère juste, cela signifierait que la consommation énergétique actuelle des ménages se trouverait ainsi subordonnée à ce rapport sociohistorique capitaliste à l'énergie ou, en d'autres termes, que la consommation énergétique pour sa valeur d'usage (besoins) serait subordonnée et emprunterait une forme mimétique à la consommation énergétique instrumentalisée pour la valeur d'échange (profit). Cette hypothèse sur la consommation pour la satisfaction des besoins dépasse cependant les objectifs de notre recherche, puisque dans le cadre de cette thèse, nous nous concentrerons surtout sur la consommation *capitaliste* de l'énergie, qui ne vise pas les besoins mais l'accumulation. Néanmoins, cette perspective critique nous paraît essentielle pour laisser ouverte la question de savoir comment pourrait être constitué un nouveau rapport social à l'énergie qui en ferait non plus l'énergie *du capital* mais l'énergie *de la reproduction sociale*, à l'intérieur des limites écologiques.

En nous inspirant librement de Lohmann (Lohmann, 2020; Lohmann et Hildyard, 2014), Pineault (Pineault, 2016, 2023) et Malm (Malm, 2016), nous proposons de qualifier le régime énergétique propre au capitalisme de régime *d'énergie abstraite* pour trois raisons principales : 1) ce régime s'est historiquement développé avant tout sur la base des énergies fossiles, en raison de leur spatiotemporalité qui tend à s'abstraire des lieux et temporalités concrets; 2) ce régime, en s'instituant par la séparation grandissante du moment de l'extraction et celui de l'usage final, a ouvert la possibilité d'une « illusion de la puissance obtenue sans contrepartie » socioécologique (Gras, 2003, p. 53) et surtout 3) ce régime constitue l'énergie en tant qu'abstraction réelle qui médiatise les pratiques sociales sous le capitalisme.

Dans le développement contingent du capitalisme, ce sont les énergies fossiles qui ont constitué le plus gros de la base matérielle de son régime énergétique en raison de leur valeur d'usage particulière : « La valeur d'usage des hydrocarbures réside dans la capacité du stock de générer une

quantité connue, contrôlable et prévisible d'énergie abstraite qui nous émancipe des limites que nous imposent la production primaire de biomasse et les énergies concrètes. (Pineault, 2016, p. 125) » Ces carburants fossiles ont été complétés par la forme électrique, ainsi que le déploiement de l'hydroélectricité et du nucléaire, qui dans le sillon des énergies fossiles, ont accru la séparation entre extraction et consommation énergétique. De manière générale, les avantages de ces formes énergétiques, en tant que valeur d'usage pour le capital, ont consisté dans leur caractère relativement *abstrait* de la géographie et de la temporalité sociales et naturelles : leurs usages libéraient des contraintes qui pesaient sur les précédentes énergies, et, pour cette raison, ont constitué des instruments de pouvoir spatio-temporel pour le capital. Bien sûr, ultimement, cette spatiotemporalité abstraite de l'énergie n'était pas voulue pour elle-même, mais en tant que levier de la profitabilité.

Ce moment de formation historique du régime énergétique principalement à partir des carburants fossiles, de l'hydroélectricité et du nucléaire a cristallisé des propriétés idéales du capital. Ces propriétés idéales peuvent s'expliquer par les avantages en termes d'exploitation du travail, de pouvoir de classe, de réalisation de la valeur et de maintien de la valeur des capitaux fixes. Dans la phase de transition vers d'autres formes énergétiques, le capital fixe *déjà historiquement investi* exerce en particulier un poids significatif dans l'impératif de reproduction des propriétés idéales du régime. Ce verrouillage associé au capital fixe (*capital lock-in*) confère au régime une historicité particulière par sa trajectoire de dépendance (*path dependency*). Dans le capitalisme, tout investissement construit et détermine des flux monétaires et matériels en quantité et en qualité déterminées. Par les investissements successifs accumulés dans l'histoire du capitalisme industriel, les propriétés idéales du régime se sont cristallisées dans les stocks de capitaux fixes existants aujourd'hui. Par leurs capitaux fixes, les corporations commandent une série de flux énergétiques pour la construction, l'usage et l'entretien de leurs stocks. Les corporations qui possèdent ces capitaux travaillent à en éviter leur dévalorisation constante et inévitable (Pineault, 2023, p. 134) : elles obéissent ainsi à l'impératif de sécuriser leur approvisionnement énergétique afin de maintenir leur production matérielle. Maintenir les propriétés idéales du régime d'énergie abstraite contribue ainsi à éviter la dévaluation du capital fixe, ce qui, du point du métabolisme social, consiste à assurer les flux énergétiques qui correspondent aux stocks déjà accumulés, tant en termes de quantité que de qualité.

Par ailleurs, cette reproduction des propriétés idéales, y compris par des sources non fossiles, aurait été facilitée par la constitution historique (stade de développement) d'un véritable système énergétique *intégré*, dans lequel les sources peuvent jouer des rôles différents et complémentaires (et parfois substituables) permettant la stabilité de l'ensemble. C'est pourquoi il paraît plus fécond et plus conforme à une démarche dialectique d'envisager l'énergie à partir d'un concept systémique comme celui de *régime*, plutôt qu'à partir des sources énergétiques prises séparément. La démonstration récente du caractère synergique du développement historique des sources d'énergie par l'historien Jean-Baptiste Fressoz nous paraît corroborer cette perspective (Fressoz, 2024).

Le caractère formel des propriétés idéales du régime a notamment l'implication suivante : puisque le capital cherche à s'accumuler peu importe sa forme concrète, nous pouvons affirmer qu'il possède *virtuellement* une tendance à pouvoir s'émanciper des énergies particulières (fossiles ou non), *mais* il ne possède pas pour autant une capacité réelle à s'émanciper de l'énergie en général. Cette proposition est établie sur la base de nos recherches empiriques, qui témoignent, pour la classe capitaliste allemande, de la possibilité réelle d'une alimentation énergétique sans carburants fossiles. BDI résume sa quête énergétique par son besoin en « électrons » et en « molécules », ce qui témoigne bien de sa relative indifférence envers la source de production électrique et la nature biophysique des carburants. Cette abstraction quant à la forme concrète de l'énergie s'exprime par ailleurs explicitement dans l'expression *Power-to-X*, qui synthèse la diversité des formes possibles de l'hydrogène et ses dérivés, en fonction des usages particuliers.

De surcroît, le rapport qu'une grande partie des entreprises capitalistes entretiennent face à l'énergie est déjà relativement indifférent à la source : les consommateurs d'électricité ne se préoccupent pas de sa provenance, mais de sa fiabilité et de sa puissance. Cette émancipation de certaines énergies fossiles ne pourra évidemment se réaliser *concrètement* que dans la mesure où elle paraît prometteuse en termes de profitabilité, autant pour le capital énergétique que pour les autres entreprises capitalistes. Néanmoins, en cherchant pour le moment à écarter la question du coût des différentes énergies (valeur d'échange) pour nous concentrer sur l'énergie *en tant que valeur d'usage* du capital, nous cherchons à comprendre surtout la dimension *matérielle* du rapport capitaliste à l'énergie.

10.1 L'énergie comme abstraction réelle

Comme nous l'avons exprimé dans notre cadre théorique, l'énergie est une abstraction conceptuelle avec des implications sociales et politiques importantes. Or, cette abstraction ne fut possible que sur la base de pratiques sociales qui poursuivaient implicitement l'énergie *en tant qu'abstraction*, soit à partir de la mobilisation du charbon par l'industrialisation capitaliste, au moment où l'énergie contenue dans ce carburant fossile est mobilisée en énergie thermique, cinétique et, plus tard, électrique, donc en énergie « pure » ou abstraite de ces formes particulières. Dès lors, l'énergie est devenue une médiation sociale centrale de la pratique capitaliste d'accumulation, en d'autres termes, elle est devenue une abstraction *réelle* du capital, et pas seulement une abstraction *conceptuelle*. Le capitalisme, de la même façon qu'il a produit sa propre spatiotemporalité, n'a pas seulement mobilisé les sources énergétiques telles quelles, mais a historiquement produit l'énergie à son image. En tant que concept de la thermodynamique, quantifiable de manière abstraite et décontextualisée, l'énergie est devenue une force matérielle, dans la mesure où l'accumulation capitaliste industrielle exige désormais, depuis la mobilisation des carburants fossiles, la configuration d'une infrastructure fixe qui produise et reproduise l'énergie comme valeur d'usage configurée de manière spécifiquement capitaliste. Cela se dégage notamment des plans de transitions énergétiques que nous avons étudiés. Ainsi, les diverses composantes de l'infrastructure énergétique ne font pas que rendre matériellement disponible l'énergie dont le capital a besoin, mais établissent en même temps l'énergie comme une norme sociale qui semble échapper à l'ensemble des acteurs sociaux et qui, de manière itérative, demande à être reproduite par le maintien et l'extension des infrastructures énergétiques.

Le triptyque des abstractions réelles du capitalisme, constitué du travail abstrait, du temps abstrait et de l'espace abstrait (Castree, 2009; Harvey, 2018a; Postone, 2009), ne pourrait tenir sans un pilier énergétique. Dans le cadre du capitalisme industriel, l'énergie n'est pas seulement une marchandise comme une autre : elle est une composante interne indispensable de la dynamique du système capitaliste lui-même, car elle constitue la médiation indispensable au travail, au temps et à l'espace abstraits. Pas de travail abstrait – tendanciellement indifférencié dans sa pratique concrète – sans le machinisme alimenté par de l'énergie, elle-même relativement indifférenciée. Pas de spatiotemporalité abstraite sans une mobilité accélérée permise par les carburants et sans un flux constant d'électricité, disponible en tout lieu.

Du point de vue du capitalisme dans son ensemble, l'énergie, sous ses diverses formes, concourt à la production de toutes les marchandises : elle n'a pas de fonction particulière unique, car sa valeur d'usage est une potentialité abstraite et universelle permettant d'activer tous les procès de travail, de faire circuler toutes les marchandises et informations du capital, donc de produire et faire circuler n'importe quoi. Tout comme la valeur capitaliste, l'énergie n'a aucun rapport concret avec les marchandises particulières produites, mais plutôt un rapport abstrait puisqu'elle s'insère dans la production des diverses marchandises qualitativement distinctes. Jevons reconnaissait déjà en 1866 que le charbon représentait une exception dans le royaume marchand : « En vérité le charbon n'est pas à côté mais au-dessus de toutes les autres marchandises. C'est l'énergie matérielle du pays – l'assistant universel – le facteur de tout ce que nous faisons. » (Malm, 2018a, p. 116) C'est pour cette raison qu'elle est souvent conçue, dans l'analyse économique, comme un « facteur de production ».

Bien sûr, l'énergie apparaît toujours sous une diversité de formes qualitativement distinctes (électricité, charbon, essence, gaz fossile, bois, maïs, eau, etc.). Par contre, ce n'est pas cette matérialité qui importe en tant que telle dans le cadre du capitalisme, puisque la forme spécifique de sa richesse économique se traduit en valeur (exprimée à travers la monnaie) qui, elle, n'a pas de dimension biophysique. Ce qui importe, c'est que l'énergie soit produite de telle façon à devenir, comme la monnaie, un stock d'options disponibles afin de *faire du futur une ressource disponible* pour le capital (Folkers, 2021, p. 229). De la même façon que le capital reconfigure constamment les conditions du travail concret en le subordonnant au travail abstrait, seul producteur de valeur, de la même façon le capital exploite les dimensions biophysiques *concrètes* de la production des diverses sources et formes énergétiques, de manière à extraire le distillat le plus *abstrait* de l'énergie – sa « *capacité* à fournir du travail ». Cela permet de comprendre pourquoi les conditions de l'extraction et de la transformation de l'énergie sont structurellement négligées, aggravées et externalisées sur les sociétés et les écosystèmes : elles sont subordonnées à la production de l'énergie comme une « chose » – des électrons et des molécules – dont le capital doit pouvoir disposer à sa guise. Cette relation entre l'abstrait et le concret rappelle le caractère contradictoire des pratiques sociales capitalistes, en ce qu'elles visent l'accumulation infinie malgré son impossibilité matérielle (da Hora et Jochum, 2020).

Derrière cette quête abstraite de « capacité à fournir du travail », quel est le « travail » véritable que fournit l'énergie au capital ? Quels sont, pour reprendre les termes conventionnels des recherches sur l'énergie, les « services énergétiques » rendus au capital du point de vue de sa quête d'accumulation ? Ces « services » constituent ce que nous proposons d'appeler les *propriétés idéales* de l'énergie du capital. Ainsi, les propriétés idéales, que nous détaillons ci-dessous, émergent des diverses formes et sources énergétiques telles que configurées pour les besoins du capital. Elles fondent conjointement le rapport capitaliste à l'énergie comme un rapport à une abstraction qui a bien une effectivité sociale, puisqu'il exige d'être reproduit et étendu, déterminant ainsi la configuration matérielle de l'extraction et de la production énergétique (voir section 10.3).

10.2 Les propriétés idéales de l'énergie pour le capital

Dans cette section, nous explicitons le contenu des propriétés idéales de ce régime. Nous justifions l'existence de ces propriétés idéales à partir d'une analyse du rôle de l'énergie dans le capitalisme qui s'appuie d'une part sur des éléments sociohistoriques (passé) et d'autre part sur une compréhension des dynamiques contemporaines du capitalisme avancé (présent). Si nous exposons les origines historiques exactes de ces propriétés idéales d'une manière qui peut sembler reproduire un raisonnement fonctionnaliste, nous reconnaissons qu'elles ont été établies dans un processus contingent et conflictuel, bien qu'il ne nous soit pas possible d'exposer ici de manière exhaustive l'ensemble des dimensions contextuelles. Dans l'ensemble, ce portrait n'a pas la prétention de proposer une réinterprétation exhaustive de l'histoire de l'énergie à l'aune du capital, mais nous permet surtout de saisir ce que signifie un certain *business as usual* d'un point de vue énergétique, dans la mesure où la trajectoire historique du développement énergétique et les stocks accumulés a cristallisé certaines pratiques sociales.

Parmi les propriétés idéales (voir tableau ci-dessous), six ont été extraites à partir de notre lecture critique de l'histoire des carburants fossiles, développée en particulier par le courant marxiste : mobilité, densité, intemporalité, polyvalence, docilité, abondance¹⁶⁶. À ces propriétés idéales

¹⁶⁶ Eric Pineault suggère de penser l'énergie abstraite selon les caractéristiques suivantes : « Concentration, conversion, divisibilité, transportabilité, conservation et accumulation. » Pineault, E. (2016). *Le piège Énergie-Est : sortir de l'impasse des sables bitumineux*. Écosociété. Nous suggérons ici une caractérisation alternative, qui intègre cela dit les dimensions de cette énumération.

principales s'ajoutent des propriétés idéales qui concernent des rapports *entre* des sources et formes énergétiques pour le maintien de l'intégrité du régime : la *substituabilité*, soit la capacité d'une source d'énergie à en remplacer une autre et la *complémentarité*, soit la capacité d'une source énergétique à compléter les déficiences d'une ou plusieurs autres sources. Ainsi, en fonction du niveau d'analyse, ces propriétés idéales peuvent qualifier une source ou une forme énergétique particulière lorsqu'il s'agit d'opérer une comparaison *entre* les sources et formes énergétiques, mais elles peuvent tout autant être attribuées au régime dans son ensemble, puisque les diverses formes et sources énergétiques sont interdépendantes. C'est d'ailleurs ce qui donne au régime sa consistance et sa cohérence fonctionnelle idéale. Cela étant dit, puisque la production et la reproduction du régime énergétique dépendent en grande partie des dynamiques du marché capitaliste – donc de décisions non planifiées, cette cohérence demeure contingente et précaire.

Nous présentons ces propriétés idéales de manière distincte, même si elles ne peuvent être toujours réellement séparées. Dans une perspective dialectique, nous établirons les relations de co-constitution entre ces différentes propriétés idéales séparées analytiquement. Par ailleurs, ces propriétés idéales doivent être comprises comme des idéalizations sujettes à des variations de degrés dans leur réalisation matérielle : la mobilité peut être plus ou moins étendue, l'intemporalité plus ou moins bien assurée, etc.

Notre hypothèse est résumée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 10.1 : Synthèse de l'hypothèse du régime d'énergie abstraite

Propriétés idéales de l'énergie du capital	Dimensions biophysiques et techniques	Pouvoirs et intérêts du capital
Mobilité <i>Abstraction spatiale</i>	- Liquidité - Densité énergétique - Stockage - Flux continu - Réseau de transport et de distribution	- Localisation flexible du capital fixe - Intensification de la compétition - Diminution du <i>temps socialement nécessaire de rotation du capital</i> - Extension du marché - Précarisation de la force de travail - Formation d'une « armée de réserve » - Absorption du surplus par la consommation de masse - Restructuration des corporations et sous-traitance - Augmentation des capacités de contrôle de la corporation - Gains financiers
Intemporalité <i>Abstraction temporelle</i>	- Stockage : conservation et accumulation - Continuité des flux énergétiques - Stabilité du réseau électrique	- Flexibilité : production continue ou <i>just-in-time</i> - Prévisibilité - Survaleur relative - Éviter les pertes liées aux <i>black-outs</i>
Densité <i>Abstraction de la dimension extensive (ou corporelle)</i>	- Densité énergétique - Puissance	- Mobilité plus facile - Stockage plus facile - Survaleur relative - Procédés industriels de très haute chaleur
Polyvalence <i>Abstraction d'une tâche spécifique</i>	- Capacité d'être converti en électricité, chaleur, mouvement - Flexibilité des convertisseurs énergétiques - Centrales et moteurs électriques	- Survaleur relative - Économie d'échelle
Contrôlabilité <i>Abstraction de la résistance matérielle</i>	- Divisibilité - Granularité - Efficacité énergétique - Précision et fiabilité des convertisseurs énergétiques - Moteurs électriques	- Réduction des coûts de production, notamment énergétiques - Augmentation de la survaleur relative
Abondance <i>Abstraction de la rareté</i>	- Ressources - Réserves - Diversité des ressources	- Possibilités de croissance - Ajustement conjoncturel au marché - Réduction des coûts énergétiques
Relations entre les sources et formes énergétiques		
Substituabilité <i>Capacité à remplacer une source/forme par une autre</i>	- Flexibilité des convertisseurs énergétiques	- Moyen contre la dévalorisation du capital fixe - Stabilité de l'approvisionnement énergétique - Moyen pour profiter des variations de prix
Complémentarité <i>Capacité à compléter les défauts d'une source/forme par une autre</i>	- Stabilité du réseau électrique - Rapidité de l'ajustement des convertisseurs	- Stabilité de l'approvisionnement énergétique - Parachèvement du circuit d'accumulation du capital

10.2.1 Mobilité : de l'énergie pour se libérer de l'espace

Le capitalisme exige de la mobilité. Relativement à l'espace, le capitalisme se caractérise par « un perpétuel effort pour s'affranchir de tous les obstacles spatiaux », cherchant à « libérer la production de sa dépendance à l'égard du local » (Harvey, 2018a, p. 81). Cette mobilité se comprend dans un double sens par rapport à l'énergie : la mobilité *grâce à l'énergie* et la mobilité (ou transportabilité) de l'énergie *elle-même*. Souvent la première est permise par la deuxième : les carburants fossiles permettent la mobilité parce qu'ils sont eux-mêmes facilement transportables dans des véhicules qui les consomment (automobiles, camions, trains, avions et bateaux). Cette motorisation, alimentée au charbon, puis au pétrole et à l'électricité (pour les trains), représentait historiquement une émancipation des contraintes géographiques et météorologiques, pour les transports maritimes, et une libération des contraintes biologiques (muscles) pour les transports terrestres (Cronon, 1997, p. 79-80)¹⁶⁷. Dans tous les cas, la mobilisation de l'énergie commerciale dans le capitalisme a largement contribué à l'établissement d'une nouvelle spatialité (ou spatiotemporalité).

Dans les termes d'Henri Lefebvre repris par Andreas Malm, dès lors que le capitalisme s'est mis à recourir au charbon pour sa production industrielle (dans l'industrie textile du XIX^e siècle en Angleterre) il s'est tendanciellement libéré de l'espace *absolu* pour développer un espace *abstrait* (Malm, 2018a, p. 127-128): un espace d'accumulation façonné par les intérêts et exigences du capital, qui cherche à s'émanciper des contraintes et des aspérités de l'espace social et naturel¹⁶⁸. Cette production d'un espace abstrait était déjà particulièrement saillante avec le nivellement des

¹⁶⁷ Si l'énergie n'est pas elle-même transportable (comme l'énergie mécanique d'une rivière), il devient difficilement envisageable de développer des réseaux de transport motorisé à large échelle. Certes, on a développé des trains à crémaillère hydromécanique (Humair, C. (2020). Les villes suisses résistent à la vapeur. Dans F. Jarrige et A. Vrignon (dir.), *Face à la puissance : une histoire des énergies alternatives à l'âge industriel* (p. 158-170). La Découverte.) et fait voguer des bateaux à voile, mais des contraintes physico-géographiques fortes pesaient sur ces moyens de transports quant à leur possible extension et leur vitesse.

¹⁶⁸ Tandis que l'espace absolu est constitué par des choix territoriaux déterminés par les qualités intrinsèques du paysage ou de la topographie, l'espace abstrait est complètement reconfiguré aux fins de la production capitaliste qui fait fi des attributs biophysiques qui se présentent à lui, si ce n'est pour les soumettre à sa logique. Tandis que l'espace naturel et absolu disperse et particularise, l'espace abstrait implique un assemblage et une accumulation. Néanmoins, l'espace abstrait reste territorialisé. De la même façon que la valeur d'échange dépend de la valeur d'usage (et donc de la matérialité) de la marchandise, l'espace abstrait du capital, symbolisé par la ville, dépend de l'apport constant des ressources biophysiques de sa périphérie, qui reste dans l'espace absolu. Malm, A. (2016). *Fossil capital : the rise of steam power and the roots of global warming*. Verso.

collines et le creusage des montagnes exigés par le développement des chemins de fer (Gras, 2003, p. 55).

En quoi l'énergie peut-elle répondre à certaines attentes de mobilité du capital ? Du point de vue de l'accumulation capitaliste, la mobilité peut représenter un levier dans au moins quatre moments du cycle de valorisation du capital : 1) la flexibilité géographique de l'investissement en capital fixe; 2) la circulation des marchandises; 3) la circulation de la force de travail; 4) la circulation de la monnaie et de l'information.

10.2.1.1 Flexibilité géographique du capital fixe

La flexibilité géographique dans l'investissement permet au capital d'investir là où il croit pouvoir dégager le plus de profits et de se retirer dès lors qu'il en voit une opportunité ailleurs. Le fantasme du capital est évidemment de se passer de toute médiation par le monde concret des marchandises, c'est le fantasme de la liquidité du capital financier (A-A'). Mais aucun capital financier ne peut ultimement faire l'économie d'un investissement productif, et donc du passage par le capital fixe (Lapavistas, 2013). Sans jamais être en mesure de lever toutes les contraintes à la mobilité du capital fixe, l'énergie disponible, en tant que valeur d'usage au service du capital, doit permettre de tendre vers cette liquidité.

Les décisions quant à la localisation de l'investissement impliquent des considérations diverses, mais elles demeurent ultimement sanctionnées par les perspectives de rentabilité. Les décisions de localisation obéissent généralement à deux types d'impératifs pour atteindre cette rentabilité : pénétrer un marché spécifique (en raison de sa taille ou de la demande supposée), réduire les coûts de production par un certain approvisionnement en ressource et/ou une main-d'œuvre moins chère (Castree, 2004). De manière générale, le capital a besoin d'énergie mobile pour accéder à et construire ce lieu de production (ou d'extraction), pour déplacer les machines, matériaux et la main-d'œuvre nécessaires, pour faire fonctionner les machines, ainsi que pour rendre disponible les marchandises produites (ou extraites) sur le marché international. Autrement dit, le fait que le capital puisse aujourd'hui se poser librement la question de savoir *où* investir témoigne du fait que l'accès à l'énergie est souvent considéré comme évident. La disponibilité locale des ressources en énergie n'est que plus rarement la raison principale pour la localisation d'un investissement

(Altwater, 2007, p. 41), tout autant que les coûts de transports des marchandises (Harvey, 2018a, p. 86). À la fin du XX^e siècle, le mouvement de délocalisation des manufactures de l'Europe et de l'Amérique du Nord vers l'Asie s'expliquerait surtout par les coûts du travail (Bridge *et al.*, 2018; Malm, 2012).

Bien sûr, cette considération pour la disponibilité locale de l'énergie est vécue avec une intensité différente selon les secteurs : une banque n'a pas autant besoin de puissance électrique qu'une usine automobile. L'industrie de l'aluminium, par exemple, serait plus portée à s'installer proche des ressources hydroélectriques, afin d'avoir accès à de la puissance électrique (Sheller, 2014). Cela étant dit, une entreprise d'aluminium ne peut envisager un tel attachement territorial que parce qu'existe un système de transport globalisé permettant de faire circuler matières premières et marchandises finies lui permettant, malgré sa localisation, de compétitionner à une échelle globale.

Cela étant dit, dès lors que le capital se voit contraint d'investir dans un lieu concret ou se voit difficilement capable de retirer son investissement, il perd potentiellement en marge de manœuvre et gagne en fragilité. Sa fragilité augmente proportionnellement à la taille et à la durée de vie de l'investissement en capital fixe : plus sa durée de vie est longue (et par le fait même son coût), plus il est difficile à déplacer sans subir une dévaluation dommageable (Harvey, 2018a, p. 86). Pourtant, toute production doit inévitablement opérer dans une dimension localisée, avec un nécessaire ancrage physique dans un lieu précis et dans un contexte régional et national particulier. Une fois l'investissement réalisé, certains coûts sont irrécupérables, entre autres attachés à la construction, à la formation ou encore en lien avec le temps investi pour développer le réseau de fournisseurs et de clients. Dans le cas d'un conflit de travail ou face à des politiques fiscales, par exemple, la menace de délocalisation ne peut plus opérer si aucun autre lieu aussi rentable n'est facilement accessible ailleurs.

En maintenant un *espace abstrait* à l'échelle de la planète grâce à la mobilité permise par le régime énergétique dans son ensemble, le capital conserve toujours un pas d'avance sur les relations de classes. Cet avantage n'est pas accessoire, mais crucial au maintien de la division des classes sociales. En effet, dans l'économie capitaliste, l'emploi représente le moment de rencontre du capital et du travail, mais il doit se faire en évitant que la classe des travailleurs puisse gagner du contrôle sur la production, car cela menacerait le fondement même du rapport social capitaliste.

Dans ce contexte, la localisation et la délocalisation du capital constituent des moyens essentiels permettant de structurer et restructurer la relation d'emploi, de telle manière à éviter l'accroissement du pouvoir des travailleurs, puisque les investissements sont géographiquement beaucoup plus mobiles que les travailleurs et leurs communautés. Même dans notre monde globalisé, les travailleurs sont inévitablement attachés à un lieu (*place-based*) pour un certain nombre de raisons : ils n'ont pas le temps ni les ressources de se déplacer loin de leur lieu de travail; la production, la reproduction sociale, la consommation, l'attachement identitaire, la régulation et le marché du travail, toutes ces dimensions constitutives de la vie quotidienne des travailleurs sont inextricablement localisées, ce qui tend à produire une différenciation géographique significative entre les localités (Castree, 2004). Ainsi, l'énergie se présente comme la condition de possibilité de cet ailleurs potentiel, comme moyen de rupture du lien social et de fluidification du marché du travail (Gras, 2003, p. 44), qui constitue une carte essentielle dans la main des capitalistes pour conserver leur pouvoir sur la production et ainsi éventuellement accroître l'exploitation. Ainsi, « mobility is not a luxury for capital, but a necessity » (Storper et Walker, 1983, p. 34).

Dans le contexte de la globalisation néolibérale, ce sont surtout les corporations multinationales qui ont le plus profité de cette mobilité permise par l'énergie. Étant capable par définition de contrôler et de coordonner différentes étapes de la chaîne de production à l'intérieur comme entre les pays, les multinationales peuvent « magasiner leur localisation » afin de profiter des variations géographiques dans les facteurs de production et dans les régulations étatiques, de même qu'elles disposent d'une flexibilité géographique pour déplacer leurs ressources et activités. Bien sûr, les corporations multinationales n'opèrent pas pour autant dans un espace absolument sans friction : elles sont libres de leurs mouvements, surtout en comparaison des petites et moyennes entreprises (Castree, 2004). Si le pouvoir des corporations multinationales se comprend notamment comme un pouvoir spatial, ce pouvoir s'appuie lui-même sur le pouvoir des diverses énergies qui permettent cette mobilité.

Historiquement, ce sont les carburants fossiles qui ont le plus contribué à la flexibilité géographique du capital fixe. Le charbon a par exemple permis de libérer l'industrie du coton de la contrainte géographique de la localisation sur les bords des rivières, accroissant le pouvoir du capital par son accès à la force de travail plus abondante des villes (Malm, 2016). De la même façon, les carburants fossiles ont permis la délocalisation vers l'Asie caractéristique de la globalisation du début du XXI^e

siècle (Malm, 2012). À la fin du XIX^e siècle aux États-Unis, tout comme dans le contexte du tournant néolibéral des années 1980 en Angleterre, la disponibilité de l'électricité et des carburants fossiles ont permis la dispersion dans les banlieues des industries auparavant concentrées dans les villes. Ces délocalisations ont notamment permis d'accéder à des bassins de travailleurs moins payés et de limiter les capacités d'organisation du pouvoir ouvrier (Harvey, 2018a, p. 127). Dans le contexte néolibéral, cela a donné au capital le pouvoir d'imposer un nouveau régime d'emploi plus flexible et non standardisé (Henaway, 2023, p. 64). Dans certains contextes, l'hydroélectricité a également pu contribuer, de manière synergique avec les moyens de transport aux carburants fossiles, à la flexibilité géographique du capital fixe. Par exemple, au début du XX^e siècle, Henri Ford a déménagé une partie de sa production dans des villages du Michigan, alimenté à l'hydroélectricité, pour quitter les grands centres acquis aux idées socialistes (Fressoz, 2024, p. 63).

10.2.1.2 Circulation des marchandises et de l'énergie comme marchandise

La valeur produite dans le procès de valorisation capitaliste ne peut se réaliser qu'à travers l'échange sur le marché, qui suppose de déplacer les marchandises dans les lieux d'achat. Cette exigence capitaliste de réalisation de la valeur engendre une pression à l'accélération de la circulation, soit à la diminution du *temps socialement nécessaire de rotation du capital*, car elle permet de diminuer les coûts nécessaires à l'acheminement des marchandises jusqu'à leur vente (Harvey, 2018b, p. 85-87). La fiabilité et la régularité des transports de marchandises réduisent aussi les frais d'inventaires (Harvey, 2018b, p. 377). Ces réseaux de transports reposent sur d'importantes quantités d'énergies, aujourd'hui principalement issues du pétrole.

Cette pression à l'accélération de la circulation, à « l'anéantissement *de l'espace par le temps* » (Marx, 2011) et du même coup à l'annihilation *écologique* de l'espace par le temps (Huber, 2009, p. 112), a favorisé la motorisation des moyens de transport. Les contraintes « naturelles » du transport des marchandises (vents, courants marins, animaux de trait, marche, etc.) ont été brisées grâce au recours aux énergies fossiles pour les trains, les bateaux à vapeur et, plus tard, les camions, les automobiles, les cargos de conteneurs et les avions. À partir du XIX^e siècle, les moteurs thermiques ont graduellement concrétisé l'idée d'un marché capitaliste véritablement *global* (Huber, 2009, p. 112), c'est-à-dire un espace où il est possible d'échanger n'importe quelle marchandise à un prix similaire dans n'importe quelle ville de la planète. En raison de la place

centrale des transports dans le commerce des marchandises, il est possible de considérer que toute activité économique est aujourd'hui dépendante d'une combustion (directe ou indirecte) de pétrole (Urry, 2012). En détruisant certaines protections monopolistiques liées à la localisation de la production, la mondialisation, comme tout processus d'accroissement de la dépendance systématique au marché, s'est présentée pour les entreprises plus comme une *contrainte* qu'une opportunité (Wood, 2009) : les capitaux locaux ont perdu la capacité de se maintenir simplement par une stratégie monopolistique de rente appuyée sur la distance géographique et les frontières (profit d'arbitrage) (Harvey, 2018a, p. 37-38). Par conséquent, les variations dans les coûts des marchandises échangées dans différentes régions se sont mises à disparaître graduellement, d'abord à une échelle régionale, puis à une échelle internationale. L'intensification de la compétition intercapitaliste a elle-même créé une pression sur les conditions d'exploitation de la force de travail, manifeste dans la précarisation néolibérale du travail. Dans le secteur agricole par exemple, les faibles coûts du transport des denrées périssables placent les producteurs du Nord en compétition avec ceux du Sud pour leur marché local, incitant à recourir à une force de travail migrante en position de précarité (Henaway, 2023).

Entre le XIX^e siècle et le début du XX^e siècle, ces transports ont été indispensables pour l'*extension* de l'accumulation, soit l'extension géographique du marché, avec ses dimensions parfois violentes d'expropriation (*Landnahme* de Rosa Luxemburg). Dans une seconde phase, après la Deuxième Guerre mondiale, les transformations des moyens de transport alimentés au pétrole, en particulier les moteurs diesel (camions, bateaux, locomotives), et les turbines à gaz (pour les avions) ont provoqué une *intensification* de la globalisation, non pas par une accélération de la vitesse de déplacement *per se*, mais par des économies d'échelle mesurable en termes de tonnes par km/h (Bridge *et al.*, 2018, p. 56). Par ailleurs, la généralisation de la gestion *just-in-time* a favorisé le recours aux camions – surtout pour la livraison sur le « dernier kilomètre » (Brard, 2020) – et aux avions, des moyens de transports plus rapides et flexibles mais aussi plus énergivores que les trains et bateaux, qui s'accompagnent généralement d'une gestion des stocks plus lente.

La délocalisation de la production industrielle en Chine vers la fin du XX^e siècle n'aurait évidemment eu aucun sens si le charbon n'était pas abondamment disponible pour fournir les centrales électriques, mais aussi si la circulation des marchandises n'avait pu être assurée de manière rapide, efficace et à bas coût par des conteneurs standardisés sur des navires carburant au

diesel (Levinson, 2016). Une grande partie de l'alimentation des pays du Nord global repose aujourd'hui sur l'exportation de denrées agricoles par bateaux, mais aussi par avions pour les produits plus rapidement périssables.

Enfin, l'attente de mobilité concerne également l'énergie elle-même comme marchandise. Disposer de l'énergie dans un endroit précis et à un moment particulier est indispensable à la valorisation du capital fixe. Cela suppose d'acheminer physiquement l'énergie grâce à un réseau d'infrastructures existant fiable et paradoxalement fixe. Ce réseau comprend l'ensemble des câbles électriques, des pipelines (pour le pétrole et le gaz), en plus des bateaux, camions et trains (avec leur réseau correspondant de ports, routes et chemin de fer). Par une boucle de rétroaction positive, les moyens de circulation alimentés aux carburants fossiles ont historiquement contribué à accroître le volume d'extraction des carburants fossiles, contribuant significativement à la croissance de la demande pour ces mêmes carburants (Pineault, 2023, p. 94). Dans l'entre-deux-guerres, les progrès dans les lignes à haute tension ont notamment permis d'installer les centrales thermiques au charbon sur le site des mines, ce qui a permis de minimiser les ruptures de courant (intemporalité) et d'augmenter les rythmes d'extraction.

10.2.1.3 Circulation de la force de travail

Comme nous l'avons dit, les travailleurs sont moins mobiles que le capital. Néanmoins, ils peuvent tout de même se déplacer à l'intérieur ou à l'extérieur d'un pays pour aller y chercher du travail. Ces déplacements, alimentés historiquement par le charbon puis le pétrole, ont formé des vagues migratoires qui ont régulièrement permis au capital d'avoir accès à une main-d'œuvre abondante. En permettant de constituer, à des moments clés, une « armée de réserve », la mobilité des travailleurs permise par les énergies fossiles a contribué à exercer une pression à la baisse sur les salaires.

Au XXI^e siècle, ces mouvements migratoires ont atteint une dimension inédite dans l'histoire humaine (Castree, 2004). Par ailleurs, si beaucoup de ces mouvements migratoires se sont effectués au XX^e siècle sur un temps relativement long et avec des visées d'installation permanente, une portion grandissante s'effectue aujourd'hui sur une base temporaire, en s'appuyant surtout sur le kérosène brûlé dans l'aviation, dont le secteur a décollé dans les années 1960 et connaît aujourd'hui

une croissance fulgurante. En donnant accès à une main-d'œuvre *just-in-time* au statut de travail précaire ou même sans statut, qui vient combler un manque de main-d'œuvre dans de nombreux pays, comme dans les États du Golfe ou le Canada, l'aviation fossile rend matériellement possible l'accroissement de la précarité du travail et donc son exploitation, dans la mesure où elle permet de donner accès à des travailleurs dont le statut les rend vulnérables à des menaces d'expulsion (Henaway, 2023). Déplacer la main-d'œuvre rapidement entre les pays constitue une autre carte du capital conférée par l'énergie mobile.

En outre, la mobilité accélérée des personnes a également contribué à la séparation sociale et géographique du lieu de travail et de résidence, créant de nouvelles occasions de consommation marchande, essentielles pour écouler les surplus. Aux États-Unis, le développement du réseau routier et de la banlieue et la généralisation de l'automobile ont été centraux pour résoudre la crise de légitimité du capitalisme et assurer la relance de la demande effective après la crise de 1929 (Huber, 2013). L'urbanisation et la suburbanisation permises par les carburants fossiles ont forcé la dépendance au marché pour la reproduction sociale (Di Muzio, 2015, p. 45) et favorisé l'absorption du surplus, par le mode de vie impérial et privatisé qu'il induit, constitué de véhicules motorisés, de chauffage aux énergies fossiles, d'électroménagers énergivores et de produits jetables.

10.2.1.4 Circulation de la monnaie et de l'information

Enfin, l'énergie, surtout sous forme électrique, a été et est indispensable aux moyens de communication (télégraphes, fax, téléphones, ordinateurs, internet, satellites, etc.) et à l'automatisation de certaines décisions (intelligence artificielle). D'un point de vue capitaliste, ces moyens d'informations et de communications constituent des leviers pour l'augmentation des capacités de contrôle de la corporation sur ses propres activités et son environnement : l'électricité est essentielle pour la *coordination* des activités à l'intérieur d'une même entreprise, pour la *surveillance* et la *discipline* du travail (en particulier dans le toyotisme) (Sewell et Wilkinson, 1992), pour la connaissance et la production de leur marché de consommateurs, ainsi que pour sceller des transactions monétaires (contrats d'achats ou de vente, monnaie, produits financiers divers). Le développement de ces moyens de communication, combiné au développement des moyens de transport, constitue une des bases matérielles de l'intensification de la compétition réalisée par la globalisation dans le capitalisme avancé. Cette dynamique a elle-même contribué à la

restructuration des corporations, par la séparation des fonctions de contrôle et d'exécution, la séparation spatiale des différentes parties du procès de production et le recours à des sous-traitants (Castree, 2004). Le déploiement et la montée en puissance du secteur financier s'appuient également sur le recours à la circulation accélérée de l'information numérique, de même qu'à l'automatisation des transactions (*high-frequency trading*). C'est probablement dans le domaine de l'argent et de la finance que le capitalisme a le mieux réussi à « abolir l'espace par le temps », grâce à un vaste réseau d'informations et de communications qui circulent à l'échelle planétaire (Harvey, 2018a, p. 85). Cette circulation de l'information et cette automatisation des décisions, notamment grâce à la puissance informatique grandissante des algorithmes (Martineau et Durand Folco, 2023), s'appuient sur une vaste infrastructure matérielle de câbles, de serveurs, de base de données, de batteries et d'ordinateurs; infrastructure hautement dépendante de ressources minières, mais surtout d'une importante alimentation électrique. Dans le processus de tertiarisation des économies du Nord global, cette alimentation électrique est devenue de plus en plus cruciale à la production des biens et services, et à la circulation des marchandises.

10.2.2 Intemporalité : de l'énergie pour se libérer du temps concret

Le capital s'accumule en maîtrisant le temps de travail et de circulation des marchandises. Ce procès, en particulier celui du procès de travail, se déroule dans la temporalité abstraite; une temporalité continue, mathématisable et indépendante du cours des événements, par opposition au temps concret toujours situé, inégal et immanent à l'action (Postone, 2009). Chercher à se libérer des contraintes de la temporalité concrète exogènes au capital peut se comprendre comme une quête d'*intemporalité*, puisque le temps abstrait de la valeur capitaliste s'impose par la négation tendancielle des diverses temporalités sociales et écologiques concrètes (Martineau, 2017) et en particulier par la négation de l'histoire au profit d'un éternel présent (Fischbach, 2011), qui est aussi l'expérience subjective de l'instantanéité de la circulation de l'information par les technologies numériques (Bauman, 2000). Tout comme l'énergie joua un rôle déterminant dans la mise en place de l'espace abstrait de circulation du capital, elle joua simultanément le même rôle pour l'établissement du temps abstrait.

10.2.2.1 L'énergie comme condition du temps abstrait du capitalisme global

L'avènement du capitalisme industriel provoque le passage des différents temps du travail concret vers *un* temps de travail abstrait, qui constitue le noyau de la valeur capitaliste et qui se mesure par le temps des horloges (Fischbach, 2011; Martineau, 2017; Postone, 2009; Thompson, 1967). Cette mesure de la valeur passe par la médiation de l'argent dans l'échange marchand, qui vient révéler la norme du temps de travail socialement nécessaire qui prévaut au moment de l'échange. Cette norme temporelle s'exerce aujourd'hui à *l'échelle mondiale* en grande partie en raison de la circulation véritablement mondiale des marchandises. Ainsi, la synchronisation des divers temps de travail à l'échelle mondiale nécessaire à l'établissement du temps abstrait, et par le fait même de la valeur capitaliste, repose sur l'existence réelle d'un marché mondial, qui, lui, suppose une infrastructure de transports *impensable sans énergie mobile et disponible en tout temps* (charbon, pétrole, électricité de diverses sources). En outre, la désynchronisation de la journée de travail par rapport au cycle diurne et sa synchronisation avec les unités de temps de l'horloge s'est largement appuyée sur l'éclairage artificiel fourni par le gaz de ville, puis l'électricité. L'énergie mobile et intemporelle se révèle ainsi la condition matérielle non seulement de l'espace abstrait, mais également du temps abstrait de la valeur.

Ce rôle de l'énergie dans la constitution réelle du temps abstrait fut tout autant historiquement déterminant dans la dimension symbolique des pratiques de mesure et de coordination du temps. En effet, l'institutionnalisation graduelle du temps universel standard, qui sert à la coordination des activités économiques entre les différentes régions du monde et qui est la conséquence de la généralisation du temps abstrait colporté par les relations sociales capitalistes, s'est appuyée sur le développement des chemins de fer en Angleterre et aux États-Unis (Martineau, 2017, p. 220-222). Tandis que les diligences à chevaux toléraient des battements de temps d'environ une demi-heure, le train exigeait une précision à la minute (Gras, 2003, p. 49). En d'autres termes, la condition matérielle et écologique de l'institutionnalisation du temps universel, soit de la synchronisation du temps abstrait, réside dans l'exploitation du charbon, mobilisé par le capital industriel. Encore aujourd'hui, le temps universel coordonné (UTC), établi en 1972 comme norme du temps de la coordination sociale, s'appuie sur la fiabilité du réseau électrique.

10.2.2.2 Une énergie temporellement flexible et prévisible

Du point de vue d'un capital particulier, cette norme d'intemporalité de l'énergie se traduit par une quête de *flexibilité* et de *prévisibilité*, qui concerne le procès de production et la circulation des marchandises.

En disposant de manière flexible de l'énergie nécessaire aux fonctionnements des machines productives, le capital peut rythmer la production en fonction de ses exigences de rentabilité, variables selon les secteurs. La flexibilité temporelle de la consommation énergétique peut également conférer une capacité d'ajustement aux fluctuations conjoncturelles du marché et des pressions de la concurrence. Le plus souvent, cette flexibilité se traduit par une quête d'accélération, qui est généralement la conséquence d'innovation technique, et permet à un capital individuel de réaliser de la survalueur extra par rapport aux concurrents. L'accélération de la production des moyens de reproduction de la force de travail contribue, dans l'ensemble de la société, à réduire la valeur de la force de travail, et ainsi permet de dégager de la survalueur relative. Comme nous l'avons vu lors de notre analyse de la mobilité, pour ce qui est de la circulation des marchandises, l'accélération des moyens de transport permet la *réalisation* plus rapide de la valeur.

La prévisibilité du procès de travail constitue une condition tout aussi essentielle à la planification des corporations capitalistes. En fonction des contraintes technico-économiques propres à chaque industrie, le procès de travail peut s'organiser en mode continu ou selon la gestion *just-in-time*. Dans la production en continu, d'abord établie au XIX^e siècle dans les industries textiles et métallurgies grâce au charbon et au gaz d'éclairage, et aujourd'hui utilisée en particulier dans la pétrochimie, l'industrie gazière, la synthèse de l'ammoniaque et l'industrie du verre, l'approvisionnement énergétique doit évidemment lui-même être garanti 24 heures sur 24, 7 jours sur 7. Dans la production *just-in-time*, l'énergie doit être disponible au moment planifié et pour la durée exigée; en d'autres termes, si l'énergie n'est pas elle-même consommée en continu, elle doit être *à disposition en tout temps* pour la production variable.

L'exigence d'intemporalité ou d'*abstraction temporelle* s'est forgée d'abord à travers le recours aux énergies fossiles. En comparaison au rayonnement solaire, au vent et aux cycles de l'eau, qui changent constamment, les énergies fossiles sont stables et peuvent être consommées 24 heures par

jour, 365 jours par année, permettant une organisation de la production indépendante des calendriers sociaux et des rythmes naturels (Altwater, 2007, p. 41). Malm démontre également que ce fut un élément déterminant dans la crise de l'industrie du coton britannique et sa transition vers le charbon au XIX^e siècle : dès lors que la durée de la journée de travail a été fixée par la loi, les variations du flux des rivières sont devenues insoutenables, tandis que le charbon, figé, était adéquat au temps abstrait du capital. Seule la machine à vapeur était malléable aux exigences temporelles du capital, car le charbon sur lequel elle reposait pouvait être physiquement découpé en entités égales de manière à correspondre à une unité de temps donné. La soumission au temps abstrait exigeait ainsi la réalisation de l'abstraction de l'énergie, soit la production d'un carburant dont la mesure pouvait être *formellement mathématisée* (grâce à des unités énergétiques) et *réellement fractionné*. En comparaison, les cours d'eau étaient, eux, soumis aux aléas des saisons et des variations climatiques, ce qui ne permettait pas – pour diverses raisons – une production avec un flux constant, malléable et dont on pouvait augmenter l'intensité à dessein. À l'inverse, le charbon, enfoui sous la surface terrestre et figé en dehors des rythmes naturels perceptibles, convenait parfaitement à la temporalité abstraite du capital et s'est établi comme une « condition nécessaire de la perpétuation de son abstraction » (Malm, 2016; 2018a, p. 131). Les énergies fossiles, dans la mesure où elles se présentent naturellement comme stocks, constituent de potentielles sources d'accumulation de surplus qui permettent tout autant la flexibilité que la prévisibilité des processus de production. Dans les États capitalistes avancés, les réserves de pétrole, établies comme politique de sécurité énergétique depuis la crise du pétrole des années 1970 (voir chapitre sur l'IEA), représentent une autre facette de cette quête d'un approvisionnement stable en carburants. Pour le capital, avoir accès à une énergie temporellement flexible et prévisible revêt une importance cruciale pour la pleine maîtrise des opérations de son procès de travail et de circulation.

L'électrification de la production industrielle constitue un autre moment charnière de l'établissement de la quête d'intemporalité. Dès la fin du XIX^e siècle, la mise en place du taylorisme consiste à appliquer les connaissances scientifiques à l'organisation du travail dans le but de dégager plus de survalueur relative. Matériellement, ces transformations du procès de travail s'appuient sur les qualités de flexibilité, de transmissibilité (par rapport aux courroies mécaniques) et de divisibilité de l'électricité. Une des obsessions centrales du taylorisme consistait à éviter tout

pore temporel dans la journée de travail; cela consistait à faire en sorte que l'activité des travailleurs s'adapte au rythme continu des machines. L'organisation du travail s'appuie sur le schéma d'une synchronicité linéaire de la chaîne d'assemblage, essentiellement dépendante d'une alimentation électrique continue et qui pouvait être régulée avec précision.

Pour les entreprises qui ne disposent pas de capacités de génération électrique, s'assurer de disposer d'un approvisionnement fiable dans le temps et variable selon leurs besoins de puissance exige de se fier aux opérateurs du réseau électrique. Leur principal souci consistera à éviter les dommages financiers associés à des pannes électriques (*blackouts*). Nombre d'entreprises qui produisent de manière continue sont dotées de *back-up* autonomes (génératrices souvent aux carburants fossiles ou autres) en cas de rupture d'approvisionnement (Grünewald et Torriti, 2013). La fiabilité du réseau électrique, qui peut constituer un facteur dans les décisions d'investissement important pour les entreprises dont les procédés de production exigent une puissance électrique élevée, s'évalue sur la base de métrique en minutes et à une échelle nationale ou régionale. Dans les pays de la périphérie, les pannes courantes tendent à ralentir la croissance économique (Hausman *et al.*, 2008, p. 3). Cette fiabilité du réseau renvoie en grande partie à la qualité de la planification et de la coordination du système électrique, qui peut être assurée de manière privée ou publique, mais qui fait généralement l'objet d'un fort encadrement réglementaire par l'État.

D'un point de vue économique, les pannes de courant peuvent représenter des coûts faramineux, bien que les méthodologies varient grandement dans le domaine (Schröder et Kuckshinrichs, 2015). Ces coûts sont d'autant plus importants là où la dépendance à l'électricité est plus forte. À titre illustratif, lors de la panne majeure du 14 août 2003 qui a affecté 50 millions de personnes aux États-Unis et au Canada, les pertes aux États-Unis ont été évaluées à 4 à 10 milliards US\$, tandis que les livraisons manufacturières en Ontario ont diminué de 2,3 milliards CA\$, et ce, pour une panne qui a duré environ 4 jours aux États-Unis et jusqu'à plus d'une semaine en Ontario (U.S.-Canada Power System Outage Task Force, 2004, p. 1). Ces pertes concernent surtout des revenus (salaires, profits), en lien avec des pertes de production et des accès aux transports (aéroports), les annulations de livraisons de la chaîne *just-in-time*, mais aussi les dégâts matériels d'un arrêt *imprévu* (four figé dans le métal, feux, explosions). En raison de la dépendance des infrastructures de carburants fossiles envers l'électricité, ces pannes électriques peuvent aussi entraîner des

ruptures d'approvisionnement de pétrole et de gaz (fermeture de raffineries et de pipeline, pénurie d'essence) (Electricity Consumers Resource Council, 2004).

Pour assurer la fiabilité du réseau électrique, diverses mesures peuvent être combinées. Le recours à des capacités de production excédentaires pouvant être facilement activées (*dispatchable*) fait partie des moyens des opérateurs de réseau. En Allemagne, BDI suggère que ces capacités devraient surtout s'appuyer sur les différentes formes de gaz (fossile ou non) et la combustion : la combinaison des capacités de stockage avec des capacités rapides d'ajustement fait de ces voies des choix privilégiés pour assurer l'intemporalité et la contrôlabilité du réseau. Le délestage industriel massif n'est, lui, jamais envisagé comme moyen d'équilibrer le réseau électrique, car il est considéré comme un risque matériel majeur pour les procédés de production continus et des pertes imprévisibles pour les entreprises qui fonctionnent en *just-in-time*. Selon les capitalistes allemands, garantir la fiabilité du réseau doit ainsi surtout passer par des surcapacités disponibles garantissant aux industriels un flux électrique ininterrompu, y compris dans les moments de pointe.

10.2.3 Densité : de l'énergie concentrée et à fort potentiel thermique

Le capital cherche généralement de l'énergie dense. Dans son rapport à un vecteur énergétique qui passe inextricablement par une dimension corporelle (qui occupe un espace), le capital cherche à extraire et séparer (donc à abstraire) l'énergie du vecteur, à profiter au maximum du « travail potentiel » contenu dans ou porté par un corps. Cette dimension est bien sûr relative à une quête d'efficacité liée aux technologies de conversion énergétique, mais implique également une dimension relativement objective, liée à la quête de la matière la plus dense possible d'un point de vue énergétique.

Du point de vue du capital, la densité de l'énergie constitue une propriété reliée à au moins quatre leviers du capital : 1) la mobilité ; 2) le stockage ; 3) l'augmentation de la productivité (par unité de temps et par quantité de ressources) ; 4) les procédés industriels de très haute chaleur. Les éléments 1 et 2 renvoient aux propriétés idéales de mobilité et d'intemporalité déjà traitées. Rappelons simplement que des énergies plus denses permettent de réduire les coûts du stockage et de la mobilité. Le troisième élément répond à un usage général de l'énergie : des énergies plus denses dégagent plus de puissance, permettent donc une consommation énergétique à plus grande

échelle et à un rythme plus rapide, qui se traduit pour l'entreprise en économie d'échelle et de temps. L'augmentation de la productivité du travail (survaleur relative), qui a caractérisé la croissance économique du XX^e siècle, est grandement redevable au recours à des énergies denses (Bridge *et al.*, 2018, p. 53).

Enfin, l'usage thermique de l'énergie pour les hautes températures exigées dans certains procédés industriels, en particulier dans l'industrie de l'acier, de la chimie et du ciment, suppose une très grande puissance. À ce jour, cette puissance est surtout fonction de la densité énergétique des carburants fossiles et du charbon de bois. D'un point de vue technique, il serait théoriquement possible d'obtenir cette puissance grâce à l'électrification directe de la quasi-totalité des procédés industriels (Madeddu *et al.*, 2020). L'exigence de densité exprimée par la classe capitaliste allemande pourrait alors traduire davantage un impératif de préservation du capital fixe investi dans les technologies de combustion. Dans cette perspective, l'hydrogène et ses dérivés peuvent se présenter comme la voie permettant de garantir à la fois de la puissance et la préservation du capital fixe, tandis que l'électrification tout-azimut pourrait éventuellement conférer de la puissance, mais au prix d'une trop grande dévaluation des capitaux.

10.2.4 Polyvalence : de l'énergie bonne à tout faire

Comme nous l'avons vu, il est possible de considérer que la véritable « naissance » de l'énergie *en tant qu'objet social* s'est opérée lorsque le charbon a été mobilisé pour son énergie mécanique dans l'industrie textile : le charbon n'était pas brûlé pour son énergie thermique, mais pour l'énergie mécanique qu'il générerait. À une plus vaste échelle, disposer d'une énergie qui peut être exploitée pour son énergie chimique ou thermique, ou qui peut être transformée soit en énergie mécanique, soit en énergie électrique, consiste à disposer d'une marchandise bien différente des autres, en raison du caractère général ou abstrait de l'usage de l'énergie.

Du point de vue du capitalisme dans son ensemble, cette polyvalence de l'énergie est d'abord celle de la forme « carburant », qui peut provenir de la biomasse (bois, charbon de bois, biocarburants) ou de sources fossiles (charbon, pétrole, gaz). Historiquement, ce sont d'abord les carburants fossiles qui ont représenté le moyen privilégié de la polyvalence de l'énergie. Ils peuvent être utilisés pour des usages thermiques de diverses intensités, pour des usages mécaniques ou pour la

production électrique (en plus de leurs usages non énergétiques). Ils sont cruciaux à l'industrie lourde, en particulier la métallurgie et les transports, particulièrement les plus lourds (camions, bateaux, avions) (Altvater, 2007, p. 41). Notons toutefois que cette polyvalence relative relève davantage que les autres dimensions nommées plus tôt de l'état des développements technologiques (machine à vapeur, moteurs, procédés métallurgiques, générateurs, etc.) et pas uniquement des caractéristiques physico-chimiques des diverses sources et formes d'énergie. En outre, les bénéfices de cette polyvalence des carburants à l'intérieur de l'économie sont surtout captés par les entreprises énergétiques elles-mêmes, qui voient le marché pour leurs produits énergétiques s'élargir à la mesure de la démultiplication de leurs usages.

Du point de vue des entreprises situées à l'extérieur du secteur énergétique, il n'est toutefois pas toujours possible de bénéficier directement de la polyvalence des carburants. Bien que la polyvalence du charbon puisse bénéficier *indirectement* à une entreprise métallurgique (par un prix plus bas de la ressource), celle-ci va exiger du charbon principalement pour ses procédés, mais ne va que rarement exploiter elle-même ce charbon pour générer de l'électricité, par exemple. Ainsi, pour une grande partie des entreprises, c'est surtout par le biais de la forme électrique que se traduit cette polyvalence des usages de l'énergie. L'électricité fut notamment déterminante dans la réorganisation du procès de travail autour de la chaîne de montage, et en général dans le développement technico-social de la production de masse (Nye, 2001, p. 143). La très grande polyvalence de l'énergie électrique, utilisable pour des usages mécaniques, thermiques et informatiques, en a fait une forme énergétique privilégiée, comme en témoigne la croissance continue de la consommation au cours du XX^e et XXI^e siècle. Les potentialités de l'électricité en font d'ailleurs la forme dans laquelle reposent les principaux espoirs de la transition énergétique, *en raison même de sa grande polyvalence*.

10.2.5 Contrôlabilité : une énergie contrôlable avec précision

Contrôler le procès de production et de circulation du capital implique des capacités de mobilité spatiale et de flexibilité temporelle. Au-delà des dimensions spatio-temporelles, le capital a tout intérêt à contrôler également de manière fine, avec précision, la consommation énergétique, pour en faire un usage plus efficace, évitant des pertes énergétiques qui accroissent les coûts. Disposer des capacités techniques permettant de contrôler le débit et la puissance de la consommation

énergétique, avec une précision ou une granularité supérieure, grâce à la divisibilité de la forme énergétique, confère des pouvoirs d'optimisation au capital.

Cette docilité de l'énergie dépend grandement de la qualité des convertisseurs énergétiques utilisés et donc de l'état du développement technologique. Dans l'histoire du capitalisme industriel, c'est d'abord le charbon des machines à vapeur qui s'est présenté comme une énergie plus docile que les cours d'eau. Dépourvu d'autonomie (à l'inverse des processus biophysiques), le charbon ne représentait plus lui-même une restriction, mais pouvait être régulé entièrement selon les exigences de l'accumulation. La plus grande docilité du charbon le rapprochait des caractéristiques de la force de travail en tant que capital *variable*. Les capitalistes britanniques du XIX^e siècle vantaient souvent la nature de *puissance impuissante* ou de *pouvoir sans pouvoir* de la machine alimentée au charbon, car sa maniabilité permettait de déterminer ce qu'elle devait être. On réalisait avec l'énergie le fantasme de tout employeur : « Un travailleur parfaitement docile, malléable, souple. » (Malm, 2018a, p. 113)

Cette régulation de la puissance et des volumes d'énergie a été raffinée par le développement de la production et du réseau électriques, qui a également augmenté l'efficacité énergétique de la transmission (entre la conversion et l'usage final). Le contrôle scientifique sur le procès de travail, dont le taylorisme peut représenter l'idéal-type pour la fin du XIX^e et le début du XX^e siècle, s'appuyait sur les capacités toujours plus raffinées de contrôle de l'électricité (notamment grâce à la technologie des transformateurs), qui constituait autant d'occasions de réduire l'inefficacité des courroies de transmission mécanique.

10.2.6 Abondance : de l'énergie toujours en surplus

Puisque le capitalisme requiert de l'énergie pour toutes ses opérations, en tout temps et en tout lieu, sa consommation incessante exige de l'abondance. Cette abondance n'est pas un fait absolu, mais relationnel. Nous entendons par là que l'énergie soit relativement libérée des contraintes de la rareté, permettant *a priori* une croissance de la consommation sans limites. Plus concrètement, cela suggère de toujours pouvoir disposer d'une forme de surplus énergétique relativement au niveau actuel de consommation. Cette abondance confère au capital des capacités d'accélération de la production et de la circulation des marchandises lorsque de nouvelles technologies sont introduites

(survaleur relative). Elle permet également des adaptations conjoncturelles aux fluctuations du marché.

Comme nous l'a appris l'évolution des débats sur le pic pétrolier, la rareté des ressources n'est jamais un fait absolu, mais est toujours médiatisée à la fois par le rythme de consommation (demande), les relations géopolitiques, les prix et l'état des technologies d'extraction énergétique.

Bien sûr, du point de vue des entreprises énergétiques, l'abondance des marchandises qu'elles vendent représente une potentielle menace à leur profitabilité. L'histoire des entreprises énergétiques a ainsi toujours consisté à produire artificiellement de la rareté, tout en cherchant à maintenir et accroître la vente de leurs marchandises énergétiques. Cela s'est surtout traduit par des dynamiques de concentration monopolistique de très grande ampleur, permettant aux corporations énergétiques internationales de conserver toujours le contrôle sur le marché (*price-maker*), à l'image de l'histoire paradigmatique de la Standard Oil aux États-Unis (Hall et Klitgaard, 2018, p. 215-219).

La crainte du manque de carburants fossiles constitue un moteur important dans le développement *extensif* de l'extraction de nouvelles formes énergétiques (substituables et complémentaires), comme en témoignent les exemples de l'hydroélectricité, du nucléaire et des centrales thermiques *H₂-ready*. Vers la fin du XIX^e siècle, l'hydroélectricité se développe aux États-Unis afin de préserver les réserves de charbon, dont on craint le rapide épuisement (Fressoz, 2024, p. 67). Quant au nucléaire, son développement, notamment aux États-Unis, en France, en Allemagne et au Japon, doit beaucoup aux craintes de pénurie de carburants fossiles qui apparaissent dès les années 1950. C'est d'ailleurs en 1955, dans le contexte du débat sur l'avenir énergétique lié à des anticipations du pic pétrolier, qu'est utilisé pour la première fois le concept de « transition énergétique » devant permettre de substituer le nucléaire au charbon et au pétrole (Fressoz, 2024, p. 233-236). Aux États-Unis, l'énergie ne devient véritablement un enjeu social qu'à la suite d'un important travail de relations publiques du lobby nucléaire déclarant l'imminence d'une « crise énergétique » suite à de nombreux black-out électriques qui surviennent dans la décennie 1960. Redoublée par la crise du pétrole de 1973, la transition devient alors un discours public et se traduira principalement par une politique de souveraineté nationale qui favorise la relance du charbon domestique à côté du nucléaire (Fressoz, 2024, p. 249-259). En Allemagne, à partir des années 1950, c'est sur la base

d'une exigence d'abondance et de sécurité énergétique que le gouvernement de l'Allemagne de l'Ouest a, en attisant la crainte – infondée – de la pénurie de charbon et des « *black-out* », ouvert la filière nucléaire à coups de larges subventions publiques (Häfner et Haas, 2022). À la suite de la crise du pétrole des années 1970, le nucléaire est devenu le pilier de la politique énergétique allemande, passant de 3,7 % en 1970 à 40 % de la production électrique en 1985 (Aykut et Evrard, 2017). Dans la même perspective, le souci actuel du patronat allemand pour la question de la sécurité énergétique le porte à défendre la construction d'un parc de centrales thermiques inédit en dimensions, d'abord alimenté au gaz fossile, puis à l'hydrogène vert. Il s'agit d'importantes capacités excédentaires de production électrique, destinée seulement à assurer une situation d'abondance et de flux continu de la consommation électrique, en particulier pour les industries.

10.2.7 Substituabilité

Le capital est d'autant plus libre qu'il est en mesure de substituer une énergie par une autre pour des besoins *conjoncturels*. Précisons ici que ce concept n'est pas équivalent à celui de transition énergétique, puisqu'il ne s'intéresse pas à la transformation technologique à long terme qui permet de remplacer une énergie par une autre (ex : le pétrole par l'électricité dans les voitures), mais s'intéresse aux possibilités de substitution *sans changements technologiques*. Cette propriété idéale témoigne du rapport d'indifférence que le capital entretient à la matérialité et à l'écologie particulières des énergies, les traitant parfois comme interchangeables : tout ce qui importe pour la valorisation capitaliste concerne l'apport général en énergie, pas sa source elle-même. Le capital a besoin de « travail sans phrase » (Marx, 2011) comme il a besoin d'énergie indifférenciée. Le caractère abstrait de ce rapport capitaliste à l'énergie correspond en réalité tout à fait à la définition même du concept d'énergie, par essence formelle (voir chapitre 2).

Cette capacité d'une énergie à être remplacée par une autre est susceptible de conférer au moins trois avantages : 1) éviter la dévalorisation du capital fixe forcé par le recours à un nouveau vecteur énergétique; 2) éviter des ruptures d'approvisionnement énergétique et ainsi préserver les propriétés idéales d'abondance et d'intemporalité; 3) profiter des variations conjoncturelles de prix des diverses énergies substituables.

Cette substituabilité est cependant limitée à des usages thermiques, c'est pourquoi il concerne uniquement les diverses formes de combustibles. Le remplacement d'une énergie par une autre n'est pas toujours possible (ex : impossible de remplacer le kérosène des avions long-courriers par des batteries électriques) et lorsqu'il l'est, il peut parfois exiger certains changements aux procès de production. La substituabilité est évidemment grandement dépendante de l'état du développement technologique. À notre connaissance, les substitutions existantes concernent surtout des sources énergétiques différentes à l'intérieur de la catégorie des carburants, incluant la biomasse. Sans prétendre brosser un portrait exhaustif du phénomène, notons que quatre branches semblent profiter en particulier de cette substituabilité : les transports, la métallurgie, la production de ciment et la production électrique.

Dans les transports, le charbon était, par exemple, souvent remplacé par du bois dans les chemins de fer, celui-ci étant même prédominant jusqu'à la fin du XIX^e siècle (Fresso, 2024, p. 99). Les moteurs à combustion interne et les turbines à gaz de divers véhicules peuvent fonctionner avec une diversité de carburants liquides, de l'essence la plus commune aux biocarburants, en passant par divers carburants issus du charbon (benzol, méthanol, carburants synthétiques), des alcools et des huiles. Dans les termes de la transition capitaliste, les carburants dé-fossilisés, notamment les carburants synthétiques à base d'hydrogène vantés par BDI, se présentent comme des *drop-in-fuel* : des carburants prêts à l'emploi.

Dans la métallurgie, le bois a joué un rôle important dans la sidérurgie, avant de décliner après la Première Guerre mondiale. À l'échelle mondiale, on utilise encore massivement du charbon de bois aussi bien que du coke. Le raffinage du silicium (nécessaire à la production des panneaux solaires) emploie également du charbon de bois aussi bien que du coke (Fresso, 2024, p. 100-102). Avec la technique de réduction directe pour la production de l'acier, que commencent à maîtriser les aciéries allemandes, le gaz fossile pourrait ouvrir la voie à de l'hydrogène, avant d'être remplacé par ce dernier. Les cimenteries quant à elles, si elles consomment surtout du charbon, peuvent utiliser une grande diversité de combustibles : fioul, petcoke, gaz, ordures ménagères, pneus (Fresso, 2024, p. 131).

Dans le secteur électrique, des centrales thermiques peuvent être alimentées au charbon, parfois au fuel lourd ou à diverses formes de biomasse (bois, granules de bois, liqueurs noires) ou à divers

mélanges (Fressoz, 2024, p. 146 et 182); des centrales thermiques au gaz peuvent accueillir du méthane comme du biogaz. Dans l'éventualité où l'usage de l'hydrogène se généraliserait, le gaz fossile ou biosourcé utilisé dans les centrales thermiques et dans les procédés industriels appropriés pourrait être remplacé partiellement ou entièrement par de l'hydrogène et du gaz synthétique. Selon les plans de l'IEA et de BDI, cet hydrogène pourrait être lui-même de provenances diverses, produit à partir de gaz fossile ou d'électricité.

10.2.8 Complémentarité

D'un point de vue systémique, les différentes sources et formes énergétiques doivent être complémentaires afin de garantir la satisfaction de l'ensemble des propriétés idéales du régime. Nous entendons ici la capacité d'une source ou forme à compléter les défauts d'une autre source ou forme énergétique.

Cette exigence se déploie à un niveau macro-économique mais aussi micro-économique. À l'échelle macro, les États capitalistes, dans leur rôle de gardien de l'approvisionnement énergétique nécessaire au maintien de l'ordre social capitaliste dans son ensemble, doivent adopter une perspective holistique sur le système énergétique. La mise en place des statistiques énergétiques, des prévisions de la demande, des instances de régulation des différents marchés et des réserves stratégiques d'énergie contribue à donner certaines capacités pour assurer la stabilité et la cohérence du régime. La satisfaction élevée de toutes les propriétés idéales du régime exige une organisation d'ensemble dans laquelle les diverses énergies se complètent mutuellement. Par exemple, les carburants fossiles sont complémentaires à l'électricité pour assurer la mobilité. À l'inverse, l'électricité joue un rôle complémentaire pour les carburants fossiles, en alimentant par exemple les raffineries et pipelines, qui sans elle ne pourraient fonctionner adéquatement, comme l'a rappelé l'expérience du *black-out* de 2003 aux États-Unis et au Canada (voir ci-dessus). Dans les plans de transition de l'IEA et de BDI, l'hydrogène se présente également comme une ressource complémentaire à l'électricité, en même temps qu'elle devra être surtout produite à partir de cette électricité. L'hydrogène permettrait de combler les besoins en transports lourds non-électrifiables et représente un moyen de stockage énergétique saisonnier inaccessible à l'électricité. La forme « carburant » représente une assurance : un stock toujours disponible, rapidement mobilisable, même en cas de panne de courant.

À un niveau micro-économique, le capital utilise souvent une diversité de sources et formes énergétiques, qui correspondent à la diversité des opérations à réaliser. Cela peut se comprendre par la nécessité *de parachever le circuit d'accumulation du capital*, de l'investissement (A) jusqu'à la réalisation du profit (A') et son réinvestissement, en passant par la production et la circulation des marchandises. Dans les débuts de l'industrialisation, certaines industries utilisent souvent la machine à vapeur en plus de la force hydraulique (Fressoz, 2024, p. 23). Les entreprises énergétiques contribuent par ailleurs grandement à ces formes de synergies qui tendent à accroître et diversifier la consommation énergétique, en particulier pour le transport, en même temps que la production de leurs marchandises énergétiques : le premier train électrique (produit en Allemagne par Siemens en 1882) est mis en service dans une mine de charbon (Hausman *et al.*, 2008, p. 15); les mines de charbon sont les premières à utiliser massivement des camions au diesel (Fressoz, 2024, p. 124); les bateaux de gaz fossile liquéfié sont alimentés au pétrole, etc.

10.3 Écologie sociale de la base extractive du régime

Jusqu'à présent, nous nous sommes surtout intéressés au rôle de l'énergie *dans les rapports sociaux capitalistes*, en laissant de côté les dimensions naturelles. Le régime d'énergie abstraite travaille à développer une énergie qui réponde aux attentes de l'accumulation capitaliste, à certaines propriétés idéales. Pourtant ces propriétés idéales ne sont pas nécessairement données d'emblée : les développer et les maintenir constitue le travail propre du secteur énergétique, en grande partie appuyé par la planification des États capitalistes.

En cherchant à maintenir un haut niveau de satisfaction des propriétés idéales du régime, le secteur énergétique opère un travail de mise en forme de la nature pour faire de l'énergie une marchandise commercialisable. Cette marchandisation opère selon trois grands moments :

1) réification thermodynamique de l'énergie, soit l'identification techno-scientifique – dans les termes courants du secteur extractif – des « ressources », soit la quantité d'énergie *potentiellement* exploitable dans un stock (ex : gisement de pétrole) ou un espace (ex : « gisement éolien »);

2) appropriation privée (ou subsomption *formelle*) de l'énergie, par des moyens techniques et un régime de propriété, qui vient ainsi fixer une frontière de marchandisation de la nature

et établir l'état des « réserves », soit la fraction des « ressources » qui peuvent être extraites de manière rentable selon les contraintes économiques du moment;

3) subsomption *réelle* de l'énergie, ce qui implique un processus matériel de standardisation consistant à mouler l'énergie brute extraite aux propriétés idéales du régime, ce qui permet d'en faire une valeur d'usage spécifiquement capitaliste.

Ce sont surtout les moments de l'appropriation dans sa dimension technique et de la *subsumption réelle* de l'énergie qui sont plus immédiatement et nécessairement matériels, et qui impliquent donc des conséquences socioécologiques inextricables. Que les sources soient d'origine fossile, nucléaire, solaire ou éolienne, certaines de ces implications sont partagées par les différentes configurations possibles de la base du régime. Malm soutient qu'il existe une contradiction grandissante entre les exigences d'abstraction spatio-temporelle du capital et l'extraction des carburants fossiles : « The more capital tries to extract itself from the absolute, concrete qualities of space and time, *the deeper must be its exploitation of the stock of energy* located in their exterior (Malm, 2016, p. 308). » Selon notre concept de régime d'énergie abstraite, cette relation s'étend à l'ensemble des propriétés idéales du régime et peut être attribuée à d'autres formes énergétiques que les carburants fossiles. De manière synthétique, cela signifie que *plus le capitalisme cherche à approfondir les propriétés idéales de son régime énergétique (notamment à s'abstraire de la spatiotemporalité concrète), plus les contradictions socioécologiques de l'appropriation et de la subsomption réelle de l'énergie s'accroissent*. Avec les carburants fossiles, maintenir le régime suppose d'intensifier notamment les dégâts socioécologiques liés à leur extraction et d'accroître la contradiction avec le cycle du carbone. Maintenir le régime et ses propriétés idéales avec des énergies dites « renouvelables » constitue une tentative de résolution de la contradiction climatique, qui risque surtout de déplacer la contradiction écologique dans l'espace (d'autres écosystèmes et sociétés) et dans le temps (d'autres ressources épuisables) (Fraser, 2021, p. 121). Dans ce qui suit, nous précisons le contour du déplacement de ces contradictions dans la transition capitaliste qui se profile.

Ce déplacement des contradictions s'accompagne tout de même de deux caractéristiques communes à la base fossile et la base « renouvelable » : leur nature *extractive* et leur tendance, en raison de la contrainte à l'accumulation, vers des conditions « extrêmes » (Pineault, 2018).

Qu'importe la nature des sources biophysiques du régime d'énergie abstraite, nous pouvons considérer que sa base peut être dite *extractive* dans son rapport aux cycles biogéochimiques : elle s'appuiera sur des ressources *épuisables*, qui ne se reproduisent pas de manière autonome (sur une échelle de temps humainement significative). La base du régime demeurera largement dépendante d'un *stock* non renouvelable, par opposition aux *flux* (Georgescu-Roegen, 1995 [1979]). Comme nous le présentons, cela vaut également pour la base dite « renouvelable », car elle dépendrait d'une infrastructure de captation, de transformation, de transport et de distribution des sources solaires, éoliennes et de la biomasse qui s'appuierait principalement sur des ressources minérales. Ainsi, la base du régime d'énergie abstraite sera d'une façon ou d'une autre toujours *minière* (Izoard, 2024, p. 213), et donc *extractive* et *géologique*, plutôt que renouvelable et écologique.

Par ailleurs, en raison du caractère abstrait des propriétés de l'énergie et des pressions à leur intensification continuelle vers un « idéal », la base extractive du régime, fossile ou renouvelable, ne pourra se maintenir que par une aggravation des conditions de l'extraction. Cette tendance à cheminer vers des conditions « extrêmes » doit se comprendre comme un travail actif du capital pour repousser les frontières extractives de l'énergie. Cette exploitation des frontières extractives peut être dite *extensive*, lorsqu'il s'agit pour le capital d'exploiter de nouvelles sources ou formes énergétiques, de marchandiser de *nouveaux* pans de la nature, ou *intensive*, lorsqu'il s'agit d'intensifier l'exploitation d'une ressource *déjà mobilisée*. Lorsque des limites extractives au maintien du régime énergétique se présentent, le capital a tendance à s'accumuler au point d'extraction pour en repousser la frontière et ainsi à relancer un cycle d'accumulation. Dans le régime à base fossile, la limite extractive se situe dans la dispersion et la raréfaction tendancielle des ressources, qui, à la suite d'une augmentation des prix, a été repoussée de manière *intensive* par le développement des méthodes d'extraction « extrêmes », pour aller chercher les hydrocarbures dits « non-conventionnels » (forage en eau profonde, sables bitumineux, fracturation hydraulique) (Pineault, 2023, p. 50). Dans le régime à base « renouvelable », les limites extractives ont deux dimensions : la dispersion des ressources minérales indispensables aux infrastructures de production énergétique et la dispersion géographique et temporelle de l'énergie solaire et éolienne. Avec la transition énergétique, le capital devrait donc s'accumuler pour affronter ces deux limites de la base « renouvelable » : augmenter les capacités de l'extraction minière et concentrer les flux solaires et éoliens.

10.4 La base fossile du régime d'énergie abstraite

La base fossile du régime d'énergie abstraite constitue la base « originelle » du régime d'énergie abstraite : le régime, dans ses propriétés idéales, s'est surtout cristallisé à partir des carburants fossiles. Les principales caractéristiques de la base extractive fossile résident dans sa géographie souterraine et concentrée, ses hauts rendements énergétiques et la constitution de réserves grâce à la forme de stocks. Ces caractéristiques se retrouvent pour la plupart dans une partie des orientations sociotechniques de la production électrique, qui a historiquement servi de complément aux sources fossiles, soit la production hydroélectrique et nucléaire.

Le régime d'énergie abstraite s'est constitué en tant que régime énergétique qui médiatise les rapports sociaux par le passage d'un approvisionnement énergétique reposant sur le flux solaire capté *horizontalement* (bois, vent, cycle de l'eau) à un approvisionnement puisé *verticalement* dans les stocks géologiques de la terre (carburants fossiles, uranium, métaux) (Huber et McCarthy, 2017, p. 656), ou, dans les termes de l'écologie sociale, d'une fondation métabolique *écologique* à une fondation *géologique* (Pineault, 2023, p. 74). Comme nous l'avons vu, l'énergie ne constitue une abstraction réelle qu'à partir de la mise en place d'un véritable marché capitaliste global, soit à partir de la généralisation des carburants fossiles dès la deuxième moitié du XIX^e siècle. Du point de vue des médiations sociales, les précédentes sociétés, capitalistes ou non capitalistes, n'avaient pas en tant que tel un régime « énergétique » mais un régime « agraire ». On pourrait suggérer, à l'instar de l'historien Siefert, que la question des sociétés agraires était celle de savoir « comment faire usage de la terre ? », tandis que celle des sociétés industrielles capitalistes devient celle de savoir « comment faire usage de l'énergie ? » ; question dans laquelle le lien entre l'énergie et la surface terrestre n'apparaît plus. Si cette dimension terrestre n'apparaît plus, c'est parce que l'énergie est établie au rang de régime lorsque le capitalisme mobilise des ressources *souterraines*. Du point de vue de l'extraction, même si le bois est demeuré une ressource importante pour diverses dimensions du régime énergétique et a même vu sa combustion augmenter avec la généralisation du pétrole (Fressoz, 2024, p. 197), l'avantage de la mise en place de « l'économie fossile » (Wrigley, 2010) a été de s'émanciper tendanciellement de certaines contraintes liées à la surface. Le recours à des « forêts souterraines » (Siefert, 2010) cristallisées durant des millions d'années (charbon, pétrole, gaz) a transformé les limites *agraires* et *forestières* de la production économique en limites *énergétiques* principalement liées aux conditions de l'extraction souterraine.

Dans les sociétés agraires (capitalistes ou non-capitalistes), l'extraction du surplus était *écologiquement contrainte* par les capacités des écosystèmes à produire de la biomasse, avec leur rythme saisonnier. Dans les sociétés industrielles capitalistes, le surplus est préexistant sous forme de stocks *géologiques*, surtout fossiles, qui doivent simplement être extraits et brûlés le plus efficacement. En utilisant de manière réursive ce surplus fossile à l'extraction de plus de carburants fossiles, le capitalisme développe une capacité de croissance continue. Le nouveau métabolisme industriel se met en place lorsque le capital se met à utiliser le charbon dans des machines à vapeur pour extraire plus de charbon, de même qu'il développe le train pour faire circuler plus efficacement le charbon extrait. Dans le capitalisme, l'accumulation des surplus extractifs se traduit, au point d'extraction, dans l'investissement dans de la machinerie qui permet d'augmentation la dimension et le rythme d'extraction. Ce capital fixe demande par ailleurs lui-même à être rentabilisé, ce qui implique son plein usage et la fixation d'un nouveau seuil extractif (Pineault, 2023, p. 88, 92-93).

Grâce à leur densité, les carburants fossiles peuvent être extraits en grande quantité à partir d'un même lieu. Les carburants fossiles ont en effet l'avantage d'être concentrés spatialement (densité de puissance). Cette densité spatiale a pu faciliter la constitution du pouvoir social des corporations de carburants fossiles, mais celui-ci ne s'est réalisé pleinement qu'à mesure de la dépendance croissante de l'économie capitaliste pour leurs carburants, qu'elles ont activement travaillé à créer. Une fois cette dépendance mise en place, les ressources pétrolières et gazières, très inégalement réparties dans le monde, sont devenues l'objet de conflits géopolitiques, car elles étaient très concentrées dans certains lieux spécifiques. Dès lors que l'énergie est devenue une véritable marchandise vendue pour ses qualités énergétiques elles-mêmes, soit à partir de la combustion du charbon dans le but d'extraire plus de charbon, la tendance des processus d'extraction a consisté à extraire les ressources les plus facilement accessibles avant de se diriger vers les ressources les plus difficiles à extraire à mesure que les premières s'épuisaient. Ce processus d'intensification de l'extraction vers des ressources plus dispersées est fortement corrélé avec l'aggravation des conséquences écologiques et sociales de l'extraction, c'est pourquoi ce processus a été conceptualisé comme celui des « énergies extrêmes » (Pineault, 2018), attribuable en dernier ressort à la croissance de la consommation énergétique du régime. Ce processus a historiquement

toujours existé, mais est aujourd'hui radicalement accéléré par le niveau inégalé de consommation énergétique du capitalisme avancé.

Ainsi, si du XIX^e jusqu'au début du XX^e siècle, l'extraction du charbon et du pétrole pouvait se faire avec un haut rendement énergétique, ce rendement a radicalement chuté au début du XXI^e siècle, dans un contexte d'épuisement des ressources fossiles plus facilement accessibles. Par exemple, aux États-Unis, le taux de retour énergétique (EROI) au stade primaire pour l'exploration et la production du « *easy oil* » se situait à 100 :1 au début du XX^e siècle, avant de décliner à 30 :1 dans les années 1970, pour atteindre aujourd'hui, avec le développement des sources non conventionnelles, un rendement de 15 :1 (Bridge *et al.*, 2018, p. 33). Selon certaines estimations, l'EROI global des carburants fossiles à l'étape de consommation finale (électricité ou carburants raffinés), évaluée autour de 6 :1, pourrait déjà se trouver proche du « *net energy cliff* » (5 :1), où l'énergie nette disponible diminue précipitamment et rend difficile la stabilité des sociétés « industrielles » (Brockway *et al.*, 2019). Le contexte d'accroissement des prix du pétrole vers la fin du XX^e siècle (deux à quatre fois le prix historique de 25 US\$ le baril) a en effet rendu rentable l'extraction de ressources pétrolières plus difficilement accessibles et, par conséquent, aux rendements plus faibles (plate-forme off-shore en eaux profondes, ouverture de l'Arctique, sables bitumineux, fracturation hydraulique du schiste et des roches étanches). Le pétrole brut extrait par ces processus est tendanciellement plus lourd, ce qui accroît le travail de raffinage, surtout lorsque la raffinerie cherche à produire des distillats légers. Ce processus des énergies extrêmes se manifeste également dans l'extraction du charbon (*mountaintop removal*) et l'extraction du gaz (fracturation hydraulique, *coalbed methane*). La fracturation hydraulique pour le pétrole et le gaz, surtout concentrée au Canada et aux États-Unis, a par ailleurs été favorisée par un cadre législatif particulier, qui permet l'appropriation privée du sous-sol pour des profits privés. Malgré la chute des prix du pétrole et des vagues de faillite, l'extraction des hydrocarbures extrêmes est demeurée relativement résiliente par des innovations technologiques favorisant une réduction des besoins en travail et la mise en place de procédés de production très similaires à des processus de fabrication industrielle standardisée (Graaf et Sovacool, 2020, p. 106). Les faibles rendements énergétiques de l'extraction des carburants extrêmes expliquent en grande partie pourquoi les producteurs sont aujourd'hui parmi les plus grands émetteurs de GES : il leur faut toujours plus d'énergie fossile pour extraire leurs marchandises fossiles de la croûte terrestre.

La décroissance des rendements énergétiques n'a pas ralenti les rythmes d'extraction. Dans le régime à base fossile, repousser la frontière extractive pour accéder à une énergie toujours moins accessible consiste à intensifier l'investissement en capital pour affronter les conditions toujours plus difficiles de l'extraction (en accroissant la contradiction climatique et en élargissant le spectre des pollutions). Cette accumulation à la frontière extractive crée à son tour une boucle de récursivité. Puisque le niveau très élevé d'investissements initial dans les processus extractifs et dans les capacités de transport pour la vente des marchandises implique un seuil minimal de rentabilité extractive de grande échelle, l'accroissement de l'investissement provoque une pression *supérieure* à l'augmentation du seuil des volumes de marchandises extraites (Pineault, 2023, p. 153).

Ces rendements énergétiques des carburants fossiles restent cela dit globalement très élevés, surtout lorsqu'on les compare aux biocarburants : le pétrole étatsunien a un EROI de 12 contre 0,8 à 1,6 pour l'éthanol à base de maïs du même pays (Hall et Klitgaard, 2018, p. 398-399). La décroissance des rendements énergétiques n'a pas non plus mené au fameux « pic pétrolier ». Bien que les réserves conventionnelles soient en déclin en raison de l'écart entre le rythme de découverte des nouvelles réserves et la croissance de la consommation globale, l'extraction des carburants non conventionnels a augmenté les évaluations des réserves exploitables. Cela constitue l'autre dimension fondamentale de la base extractive fossile : elle s'appuie sur un stock certes épuisable, mais encore très abondant, surtout relativement aux limites du cycle du carbone. Les réserves « prouvées » de carburants fossiles (70 % de charbon, 20 % de pétrole et 10 % de gaz fossile) représentent dix fois plus de carbone que l'atmosphère ne peut en absorber, ce qui provoquerait une hausse de température de plus de 3° C. Pour limiter le réchauffement à 1,5° C, 90 % des réserves de carburants fossiles doivent demeurer sous terre (Allen et Coffin, 2022).

Enfin, les carburants fossiles, en plus d'être concentrés dans l'espace et dégageant un haut rendement énergétique, ont une densité énergétique plus élevée que le bois, mais qui est surtout *immédiatement donnée*. Malgré les multiples et complexes processus de transformation des carburants fossiles, tout intensifs qu'ils soient en termes de technologies et de travail, ils s'appuient sur une densité énergétique (volumétrique pour le pétrole, massique pour le gaz fossile¹⁶⁹) déjà

¹⁶⁹ Le méthane a une densité énergétique par volume très faible, 35,5 MJ/M³, soit 1/1000 du pétrole brut. Smil, V. (2016). *Power density : a key to understanding energy sources and uses*. MIT Press.

donnée au moment de l'extraction, grâce au travail millénaire de décomposition organique dans le cycle géologique. Par contraste, la production de charbon à partir du bois (par pyrolyse) vise surtout à en augmenter la densité énergétique (massique et volumétrique), *mais cela au prix d'importantes pertes du potentiel énergétique du bois initial*.

10.4.1 Subsumption réelle 1 : raffinage, liquéfaction

Une fois extraites, les ressources fossiles doivent cependant subir un processus de transformation afin d'acquérir leur pleine valeur d'échange : leurs caractéristiques naturelles doivent se mouler aux propriétés idéales du régime. La croissance et la diversification des processus de transformation de l'énergie depuis le XIX^e siècle témoignent du travail itératif du secteur énergétique visant à répondre aux attentes énergétiques du capitalisme dans son ensemble. Ce travail constitue le moment de la subsumption réelle de l'énergie extraite, qui consiste à en faire une valeur d'usage spécifiquement adaptée aux attentes de la production capitaliste. Cette subsumption réelle concerne principalement le traitement des sources fossiles et leur transformation en énergie électrique.

Le traitement du charbon, du pétrole et du gaz vise non pas tant à en augmenter leur densité énergétique, mais à leur conférer davantage de mobilité, de polyvalence et de contrôlabilité.

Pour le charbon (sous ses diverses formes), la plus grande partie de son processus de marchandisation consiste dans son appropriation extractive, puis dans une opération de subsumption formelle de standardisation en termes de grades qualitatifs et de mesures quantitatives. En fonction de sa qualité et de sa provenance, il peut subir divers procédés de transformation qui visent à répondre à diverses propriétés idéales du régime : cokéfaction (contrôlabilité), pulvérisation (contrôlabilité, mobilité), liquéfaction (contrôlabilité, mobilité, polyvalence), dessèchement du lignite pour en faire des briquettes (contrôlabilité, polyvalence), gazéification du lignite (contrôlabilité, polyvalence). Dans le cas d'un usage pour les centrales thermiques, la subsumption réelle consiste à pulvériser le charbon sous forme de poudre pour en assurer une circulation fluide jusqu'à la combustion (Fressoz, 2024, p. 146-147).

Quant au pétrole et au gaz fossile, le processus d'appropriation extractive doit être complété par un processus plus important de subsumption réelle qui peut comprendre des processus de raffinage, purification et liquéfaction. Ces procédés complexes servent à en faciliter la mobilité (liquéfaction

du gaz), à en assurer la contrôlabilité de la combustion (par purification, ajout d'additifs, indiqué pour le pétrole notamment par l'indice d'octane), à en augmenter la polyvalence (distillats destinés à différents usages), mais surtout à les adapter aux exigences de la mobilité (essence, kérosène, diesel) (Smil, 2016, p. 108).

10.4.2 Subsumption réelle 2 : la production électrique

Le système électrique, sous sa forme capitaliste la plus courante, est organisé afin de produire l'électricité comme marchandise énergétique. Cela implique bien sûr la transformation d'une source en électricité, mais aussi son transport et sa distribution (afin d'en assurer la mobilité), de même que sa transformation en différents voltages et puissances (afin d'en permettre la contrôlabilité et la polyvalence). L'électricité disponible aujourd'hui dans les principaux centres d'accumulation constitue tout autant le résultat des attentes des consommateurs industriels à des fins d'accumulation que la conséquence d'un travail actif des producteurs électriques pour créer leur propre marché. En raison du niveau massif d'investissement nécessaire à l'établissement et à l'entretien de l'ensemble du système électrique et leur faible liquidité, les pressions supérieures à la rentabilité ont poussé les entreprises électriques non seulement à la concentration monopolistique (Hausman *et al.*, 2008, p. 19-22), mais aussi à un *effort de vente* pour écouler leurs surplus électriques auprès des industries (développement des tramways, alimentation des alumineries et papeteries), puis auprès des ménages (multiplier les usages au-delà des ampoules) (Evenden, M. et Peyton, 2016, p. 252-257). En Allemagne, avant l'abolition de la loi interdisant la compétition (1998), les grands monopoles électriques avaient bâti des surcapacités massives, car elles pouvaient librement ajouter les coûts de leurs actifs au prix de l'électricité et ainsi engranger plus de profits (Gross, 2023, p. 274).

L'électricité constitue un lieu central de consommation des carburants fossiles. Cette production électrique représente le deuxième mécanisme principal de subsumption réelle des carburants fossiles. Par ailleurs, les carburants fossiles ont été historiquement complétés par d'importantes quantités d'hydroélectricité et d'énergie nucléaire. Il est possible de considérer l'intégration de ces sources électriques au réseau comme un processus visant à assurer l'intemporalité et l'abondance de la production électrique par la complémentarité des sources, autrement dit comme étant en

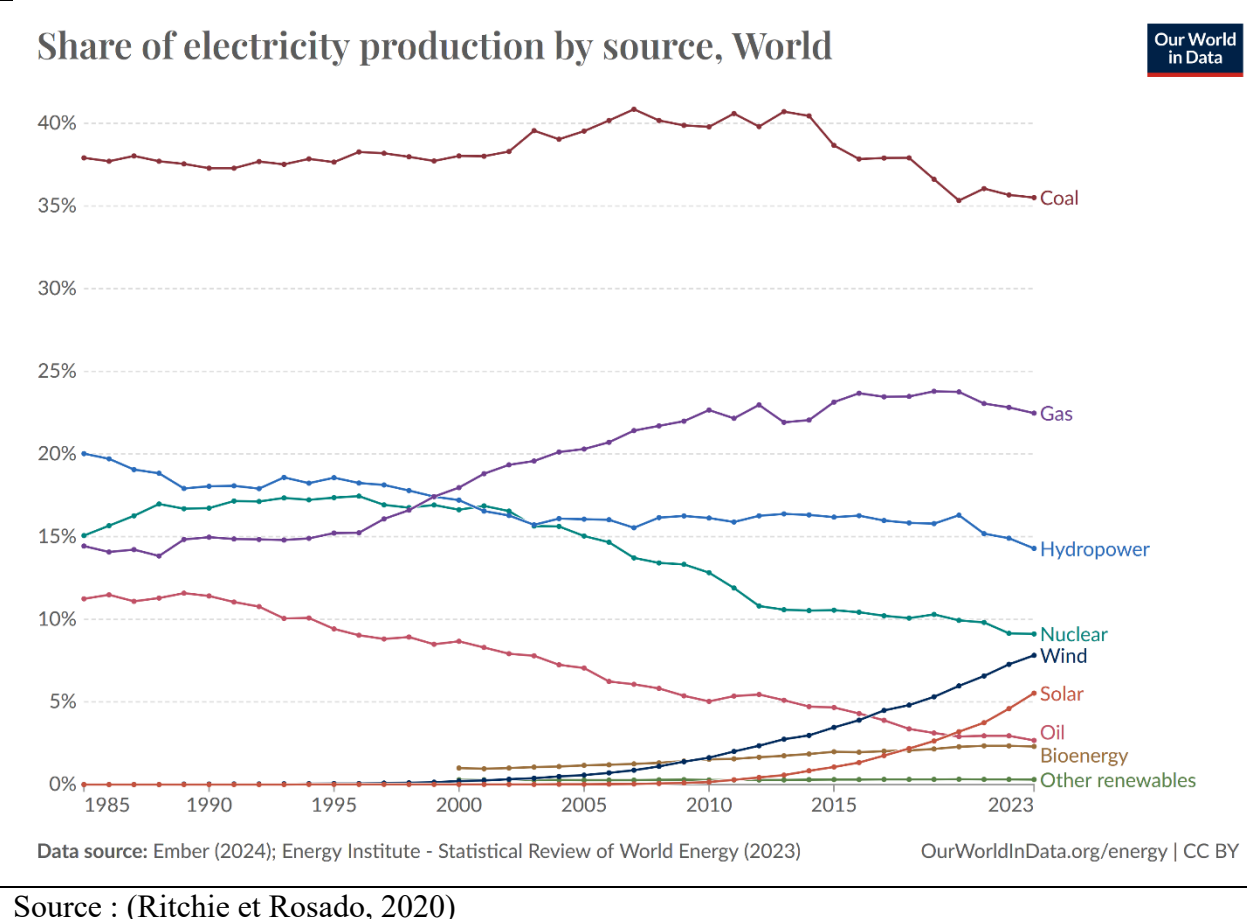
grande partie explicable par l'exigence de satisfaire les propriétés idéales du régime d'énergie abstraite.

Du point de vue du système électrique en tant que réseau, les diverses sources de génération électrique jouent des rôles complémentaires pour assurer la stabilité du courant en temps réel. Historiquement, la mise en place de la forme *réseau* vers la fin du XIX^e siècle, avec un plus large système de transmission et de distribution, a conféré des avantages économiques décisifs sur les centrales isolées, en particulier la capacité à faire un usage plus efficace de l'hydroélectricité et la possibilité de réduire les coûts de la fiabilité du courant par le recours à des générateurs de secours (*backups*) (Hausman *et al.*, 2008, p. 12-14). Aujourd'hui, selon l'approche la plus courante parmi les opérateurs de réseau, les sources se distinguent et jouent des rôles complémentaires relativement à une analyse des courbes de consommation : les centrales de base (*base load*) assurent le plus gros de la consommation de manière constante, d'autres couvrent les variations intermédiaires, tandis que les centrales pour la pointe (*peak load*) interviennent sporadiquement, avec de courts délais de préavis, pour les moments de très forte demande. Les centrales pour la consommation de base sont généralement les centrales thermiques aux carburants fossiles, les centrales hydroélectriques et les centrales nucléaires. Les centrales destinées à la pointe sont en général liées aux convertisseurs énergétiques les plus contrôlables : ceux qui peuvent démarrer et atteindre leur puissance nominale le plus rapidement, de même que ceux qui peuvent s'ajuster avec une grande précision, fréquemment associés à du gaz fossile. Tandis que les centrales au charbon prennent plus de temps pour démarrer (à froid) et jouent souvent, pour cette raison, le rôle de production de la charge de base (*baseload*), les moteurs à essence et les turbines à gaz sont reconnus pour leur réactivité (*capacités dispatchable*), permettant de réagir aux demandes de pointe en quelques minutes (pour l'essence) et quelques heures (pour le gaz) (Lund, P. D. *et al.*, 2015). La satisfaction de la demande électrique peut ainsi se faire de manière efficace (contrôlabilité), c'est-à-dire à la fois rapide, grâce à la technologie et à la puissance des convertisseurs, et en minimisant les « pertes », grâce à la capacité de stockage des carburants fossiles (intemporalité) en grande quantité (abondance).

Les carburants fossiles ont dominé et dominent encore la production électrique à l'échelle mondiale (60,6 % du mix électrique mondial) (voir la figure 10.1). Malgré les pertes importantes dans les centrales thermiques – les meilleures centrales (au gaz) ayant une efficacité de 60 % – l'abondance, leur capacité à être stocké, leur contrôlabilité, leur complémentarité et la densité énergétique des

carburants fossiles en font des sources privilégiées pour le réseau électrique à l'intérieur du régime d'énergie abstraite.

Figure 10.1 : Part de la production électrique par source, monde



Le charbon a ouvert la voie de la production électrique et domine encore 35,5 % du mix électrique. Par le développement de la mobilité de l'électricité, qui a accru la séparation de la production et de la consommation électrique, grâce au développement du réseau électrique (mobilité) sur de plus longues distances (grâce au courant alternatif diffusé à partir des années 1880), l'électricité a vu sa consommation croître radicalement et favoriser des dynamiques de concentration monopolistique (Bridge *et al.*, 2018, p. 32). Par les lignes de transport et de distribution, le feu du charbon a pu être « caché » aux yeux des consommateurs individuels et industriels : sa combustion et sa fumée ont pu être déplacées hors des villes industrielles, plus proches des mines ou des ports, rendant l'électricité subjectivement plus abstraite et opaque (French, 2017). L'alimentation des centrales

au charbon permet par ailleurs aux opérateurs électriques de générer un courant électrique adapté à la demande variable, grâce à la capacité de stocker du charbon en abondance et à la relative flexibilité des convertisseurs.

Au-delà des carburants fossiles, il est possible de comprendre le choix historique du développement de l'hydroélectricité et du nucléaire comme étant déterminé par la configuration même du régime d'énergie abstraite : ce sont deux sources énergétiques dont il est possible d'obtenir des stocks et de l'abondance. Puisque l'électricité se conserve difficilement de manière stable et en grande quantité, les opérateurs électriques exigent des stocks abondants non électriques facilement convertibles. Cette nécessité n'est pas strictement liée à la dimension physique de l'électricité, mais à son rapport à l'ensemble des attentes de la production économique sous le capitalisme. Autrement dit, disposer de stocks abondants est une nécessité pour le réseau électrique *s'il doit satisfaire les propriétés idéales d'intemporalité et d'abondance du régime d'énergie abstraite*. De la même façon, l'ajustement en temps réel de la production électrique aux variations de la consommation n'obéit pas seulement à des considérations techniques, c'est-à-dire assurer l'équilibre du réseau pour éviter des ruptures de courant. Le concept de régime d'énergie abstraite peut nous permettre de comprendre pourquoi cet équilibre est systématiquement recherché *au plus haut niveau de consommation* et pas au plus bas : dans la mesure où le producteur d'électricité veut réaliser un maximum de ventes et parce que le régime exige de l'énergie intemporelle et abondante, le délestage massif de la demande (en particulier industrielle) est *a priori* inenvisageable, même s'il est pourtant techniquement possible¹⁷⁰.

L'hydroélectricité joue un rôle important dans nombre de pays industrialisés. Ce choix énergétique s'explique certes en raison des dotations en ressources hydrographiques, mais surtout parce que l'hydroélectricité garantit abondance et intemporalité au régime d'énergie abstraite. Il paraît en effet significatif que, à la fin du XIX^e siècle, la force hydraulique, déjà importante dans

¹⁷⁰ Le délestage industriel existe déjà dans certains contextes, notamment au Québec. Par ailleurs, le cas de la Deuxième Guerre mondiale peut appuyer cette idée d'un ajustement de la demande. Au Canada, des efforts ont été faits pour demander d'économiser l'électricité utilisée pour des besoins jugés « moins importants » (éclairage des villes, notamment des commerces, demande des ménages, électrification des campagnes, production de pâtes et papier) au profit des industries nécessaires à l'effort de guerre et ainsi éviter les ruptures de courants liés au moment de pointe. Evenden, M. D. (2015). *Allied power : mobilizing hydro-electricity during Canada's Second World War*. University of Toronto Press. <https://www.deslibris.ca/ID/450113>

l'industrialisation (Malm, 2016), ait été la trajectoire technologie privilégiée de l'électricité, tandis que les technologies éoliennes et solaires étaient déjà connues à la même période (Fouquet, 2016). Encore aujourd'hui, l'hydroélectricité représente une source électrique déterminante pour l'accumulation capitaliste dans des dizaines de pays industrialisés (15 % du mix électrique mondial, 15 pays dotés de plus de 50 % d'électricité de source hydraulique) (Ritchie *et al.*, 2023).

La quête d'énergie dans les rivières amène, conformément à la réification thermodynamique, à les concevoir en termes de volume, de débit (mètres cubes par seconde) et de capacité de contrôle. L'appropriation privée de l'énergie cinétique de l'eau consiste en la génération d'électricité grâce à des turbines. Quant au moment de la subsumption réelle, il a historiquement consisté à trouver les moyens de produire du courant électrique de manière prédictible et régulière, malgré les variations des rivières. Deux stratégies principales ont émergé pour résoudre cet obstacle : la constitution de la forme en « réseau » et les barrages. Il devenait possible d'exploiter les rivières aux flux irréguliers si la fiabilité du courant pouvait être assurée, à moindre coût, par sa combinaison avec des machines à vapeur fonctionnant au charbon. Aux États-Unis par exemple, les barrages hydroélectriques, qui ont fourni jusqu'à 35 % de la production électrique au début du XX^e siècle (Smil, 2010, p. 91), se développent afin d'éviter une pénurie envisagée de charbon : il s'agit d'assurer l'abondance et l'intemporalité du courant par une source complémentaire. Cela impliquait la mise en réseau de plusieurs convertisseurs électriques et l'établissement de lignes de transmission, lignes à haut voltage qui ont été grandement stimulées par l'hydroélectricité (Hausman *et al.*, 2008, p. 12-14, 18-19). Quant à la voie des barrages, elle consistait à concentrer le flux des rivières, augmenter leur débit et surtout à accumuler des réserves, afin de maximiser l'extraction rentable d'électricité de la rivière.

Dans les années 1970, en raison de la crise du pétrole, les craintes quant à la capacité du régime énergétique à remplir l'ensemble de ses propriétés idéales, en particulier l'abondance et l'intemporalité du système électrique, ont bouleversé la production électrique de nombreux pays. Le prix trop élevé du mazout (pour les grandes centrales) et du diesel (pour les petits générateurs) a favorisé sa substitution par du charbon ou du gaz fossile. Pendant que le gaz passait de 14 à 22 % du mix électrique mondial entre 1985 et 2023, le pétrole chutait de 11 à moins de 3 % (Ritchie et Rosado, 2020). Cela a également favorisé le déploiement des technologies de turbines à gaz (plus rapides au démarrage) et l'adoption du cycle combiné au gaz (qui permet d'atteindre une efficacité

inégalée de 60 %) (Smil, 2016, p. 140-144). Le charbon a dans ce contexte retrouvé une impulsion dans certains pays sur la base de politiques de souveraineté énergétique, car le charbon demeure une ressource abondante largement domestique (seuls 15 % de la production est échangée internationalement) (Graaf et Sovacool, 2020, p. 42). Ce contexte de crise énergétique a également contribué à la croissance des centrales nucléaires.

Tout comme le charbon et le gaz, l'uranium a l'avantage de se présenter sous forme de stocks et de permettre de libérer d'importantes quantités d'énergie. Le nucléaire se développe dès la fin des années 1950 à travers le prisme techno-scientifique d'une abondance énergétique maîtrisée dans des quantités infimes de matière. En raison de sa complexité techno-scientifique, l'énergie nucléaire constitue probablement la forme la plus intensive de subsomption réelle de la matière pour en produire une marchandise énergétique. La très grande densité énergétique de l'uranium (un gramme d'uranium dégage l'énergie thermique de deux tonnes de pétrole), son très haut rendement énergétique global (75 : 1) et sa densité de puissance des centrales (2000 à 4000 W/m²) en fait une ressource particulièrement prisée pour assurer un flux électrique fiable à très grande échelle (Smil, 2016, p. 144-156, 255). Le nucléaire est aujourd'hui concentré dans 30 pays, généralement des États capitalistes avancés, et représente 9 % de la production électrique. Si sa part a diminué dans les deux dernières décennies au profit du charbon (qui a alimenté la croissance chinoise), il a représenté tout de même 17,4 % de la consommation électrique mondiale à son niveau le plus élevé en 1996 (Ember et Energy Institute, 2024). L'uranium, qui constitue le carburant minéral des réacteurs nucléaires, est géographiquement très concentré : présent dans une vingtaine de pays (avec une densité de puissance au point d'extraction de 38 000 W/m²), plus de la moitié des ressources est cependant produit dans seulement six pays. L'uranium doit par ailleurs subir, préalablement à son usage, des procédés de concentration et d'enrichissement (qui exigent de l'électricité), en plus des procédés nécessaires à la disposition sécuritaire de ses déchets (Graaf et Sovacool, 2020, p. 45-46). Le développement des centrales nucléaires, en particulier aux États-Unis, en France et en Allemagne, s'est en grande partie appuyé sur l'État capitaliste, qui en a absorbé les coûts financiers particulièrement lourds (Podobnik, 2006, p. 103). Outre les motivations géopolitiques des États quant à leur « sécurité énergétique », le développement du nucléaire s'explique par l'exigence pour les États d'assurer une abondance énergétique face aux projections supposées de pénurie énergétique, en particulier de pétrole. Quant à la rentabilité des

centrales, elle repose en partie sur une rente « technico-industrielle » liée au très haut degré d'expertise technique exigé, mais aussi sur le faible besoin de main-d'œuvre pour l'exploitation, la faible dépendance à la géographie des réserves et l'absence de besoins en infrastructure pour accueillir le carburant et le stocker (Debeir *et al.*, 2013, p. 366).

10.5 La possible base « renouvelable » du régime

Comme nous l'avons analysé à travers les plans de transition de l'IEA et de BDI, maintenir le régime d'énergie abstraite avec des énergies dites « renouvelables » doit *nécessairement* s'accompagner d'importantes transformations qui dépassent l'installation des panneaux solaires et d'éoliennes : extension et transformation du réseau électrique (stockage, *smartgrid*, flexibilité, intégration continentale), déploiement de la filière de l'hydrogène et de ses dérivés, augmentation massive de la production de biocarburants. Ces transformations ont une dimension matérielle qui implique d'accroître certaines contradictions écologiques et d'en développer de nouvelles. Si les projections capitalistes de la transition que nous avons analysée se réalisent, la base extractive dite « renouvelable » du régime aurait les implications biophysiques suivantes : 1) la baisse des rendements énergétiques globaux et l'émergence de nouvelles formes d'« énergies extrêmes » (biocarburants, hydrogène et dérivés); 2) la poursuite de la dépendance géologique, redoublée d'une dépendance à la surface, impliquant un approfondissement et un élargissement des conflits écoterritoriaux dans la périphérie.

De fait, à l'exception de leur caractère abondant, les énergies renouvelables variables (soleil, vent) – dont la forme serait immédiatement électrique dans le cadre du régime – sont plus difficilement adaptables aux principales attentes énergétiques du capital : elles sont moins mobiles que les carburants fossiles, plus rétives à un contrôle temporel, moins denses lorsque stockées, moins polyvalentes que les carburants et moins contrôlables en raison de leur dimension de flux variables. Contrairement à ce que suggère l'hypothèse du capitalisme fossile, le projet de transition capitaliste, tel que nous l'avons étudié par notre analyse des plans du GIEC, de l'IEA et de BDI, n'entrevoit pas ces obstacles réels comme des contradictions fondamentales, mais comme des contradictions qui peuvent être surmontées par un surcroît d'investissements dans le secteur énergétique. Le pari de la transition capitaliste peut se comprendre comme la tentative d'accroître les moyens

techniques de subsumption réelle des énergies renouvelables pour les rendre conformes aux propriétés idéales du régime.

Concrètement, la transition énergétique capitaliste devrait exiger plus d'énergies renouvelables et de matériaux et le déploiement massif de formes énergétiques complémentaires qui impliquent de nouvelles frontières extractives (biocarburants, hydrogène et dérivés), *en raison même des propriétés idéales du régime énergétique*, et non pas simplement en raison des limites biophysiques des énergies renouvelables. Ainsi, la transition énergétique se présenterait alors comme une forme *sélective* d'environnementalisme qui résoudrait – dans le meilleur des cas – la question climatique mais en déplaçant les contradictions écologiques et sociales dans l'espace (extraction dans la périphérie) (Brand et Wissen, 2019, p. 122) et dans le temps (difficultés à satisfaire les besoins pour les générations futures), conformément aux précédentes phases historiques de contradictions du capitalisme (Fraser, 2021).

10.5.1 Baisse des rendements énergétiques : des énergies renouvelables « extrêmes »

Même s'il demeure encore controversé et difficile de déterminer si à l'échelle globale le taux de retour énergétique (EROI) des énergies renouvelables serait plus faible que celui des carburants fossiles, il n'en demeure pas moins que certaines caractéristiques de la transition et de la nouvelle base extractive dite « renouvelable », telles que nous les avons étudiées dans les plans de l'IEA et de BDI, nous permettent de soutenir que *les rendements énergétiques seront d'autant plus faibles que l'impératif visant à maintenir les propriétés idéales du régime d'énergie abstraite sera fort*.

La question des comparaisons des taux de retour énergétique (EROI) est controversée et porte trop souvent à confusion, notamment car le rendement énergétique des carburants fossiles est souvent calculé au point d'extraction et pas au stade final (en électricité ou en énergie mécanique) ou au stade utile (Aramendia *et al.*, 2024; Brockway *et al.*, 2019). Pour cette raison, les estimations des taux de retour énergétique des énergies renouvelables variables (soleil, vent) et leurs comparaisons avec les carburants fossiles font encore l'objet de controverses en fonction des méthodologies utilisées et des frontières du système adoptées. Certaines estimations établissent le taux de retour énergétique (en électricité) moyen des panneaux solaires et des éoliennes à $\geq 10 : 1$, soit un niveau considéré comme « élevé ». En Californie, les panneaux solaires auraient un taux de retour

énergétique de 13 :1 et les éoliennes sur terre de 18 :1 (Raugei *et al.*, 2020). Ces rendements pourraient augmenter avec une chute des prix, une amélioration de l'efficacité de conversion, une augmentation des facteurs de capacité et une augmentation rapide de la courbe d'apprentissage (Diesendorf et Wiedmann, 2020). En comparaison, l'EROI finale pour l'électricité produite à partir du charbon et du gaz fossile serait d'environ 3 : 1 et serait en déclin en raison des conditions toujours plus difficiles de l'extraction (Brockway *et al.*, 2019), mais aurait été compensée par une légère augmentation de la capacité à délivrer de l'énergie « utile » (de 2.9 :1 à 3,5 :1 de 1971 à 2020) (Aramendia *et al.*, 2024). Pour cette raison, plusieurs chercheurs soutiennent qu'une transition vers les sources renouvelables n'implique pas nécessairement une réduction significative de l'EROI à l'échelle de l'économie (Brockway *et al.*, 2019), même avec un système énergétique 100 % renouvelable (Breyer *et al.*, 2022). En raison de la meilleure efficacité de l'électricité à produire de l'énergie « utile » lorsqu'on la compare aux convertisseurs thermiques des carburants fossiles, les systèmes d'énergie renouvelables fourniraient plus d'énergie utile par unité d'énergie finale investie (Aramendia *et al.*, 2024). D'autres chercheurs soutiennent au contraire que la transition énergétique devrait provoquer une baisse de l'EROI, même si aucun scénario de décarbonation du système électrique n'entrevoit une baisse en dessous d'un ratio de 10 :1, soit bien en dessus du « *net energy cliff* » (Sahin *et al.*, 2024). Au-delà des différentes méthodologies et des résultats de calculs des taux de rendement énergétique, il est généralement reconnu que, afin d'assurer une électricité disponible en tout temps (intemporalité) et en abondance, la pénétration croissante des énergies renouvelables dans le mix électrique exigerait une croissance des surcapacités, des batteries, des interconnexions et du stockage à long terme, croissance qui viendrait exercer une pression vers le bas sur les taux de retour énergétique. Aramendi *et al.* (2024) notent d'ailleurs que le taux de retour énergétique d'un système électrique à 95 % renouvelable aux États-Unis déclinerait *en particulier dans le scénario prévoyant une demande élevée*, en raison des enjeux d'intermittence. Autrement dit, et cela vaut au-delà du cas des États-Unis, plus le régime d'énergie abstraite exige de l'intemporalité et de l'abondance, plus le taux de retour énergétique devrait descendre (même si cela pourrait ne pas être dramatique pour la stabilité des sociétés). Dans cette perspective, la sortie des carburants fossiles ne devrait pas poser un problème en elle-même, mais pourrait en devenir un *si la transition cherche à changer de base extractive tout en maintenant le régime d'énergie abstraite*.

Par ailleurs, les lieux d'augmentation possible des taux de retour énergétiques des énergies renouvelables ne concernent pas les rendements de l'extraction minière nécessaire aux infrastructures renouvelables. Ainsi, cette augmentation possible des rendements des énergies renouvelables devrait toucher la frontière extractive minière, certes mouvante, mais dont les rendements sont déjà décroissants. Tout comme dans le cas des hydrocarbures, la dispersion grandissante des ressources minérales mène déjà à des formes « extrêmes » d'extraction, dont la frontière s'avance même dans les fonds marins. Certains chercheurs estiment que, lorsque sont prises en compte les coûts énergétiques de l'ensemble de la chaîne des infrastructures renouvelables et des batteries (de l'extraction minière au démantèlement), ainsi que les surcapacités, le stockage et les interconnexions supplémentaires (*overgrids*) nécessaires pour combler l'intermittence, le taux de retour énergétique de l'ensemble du système énergétique mondial pourrait chuter à un niveau « dangereux » ou « insoutenable » pour le maintien de la « civilisation » disposant de surplus énergétiques discrétionnaires (Hall *et al.*, 2009), et ce même si est projeté un très haut taux de recyclage des métaux (85 %) (Capellán-Pérez *et al.*, 2019). Bien que ces projections doivent être considérées avec précaution, elles corroborent l'idée que la base extractive dite « renouvelable », en raison de sa dépendance géologique, peut difficilement être dite « durable », car les ressources minières sur lesquelles elle s'appuie tendent à se raréfier, ce qui devrait exiger tendanciellement davantage d'énergie au point d'extraction.

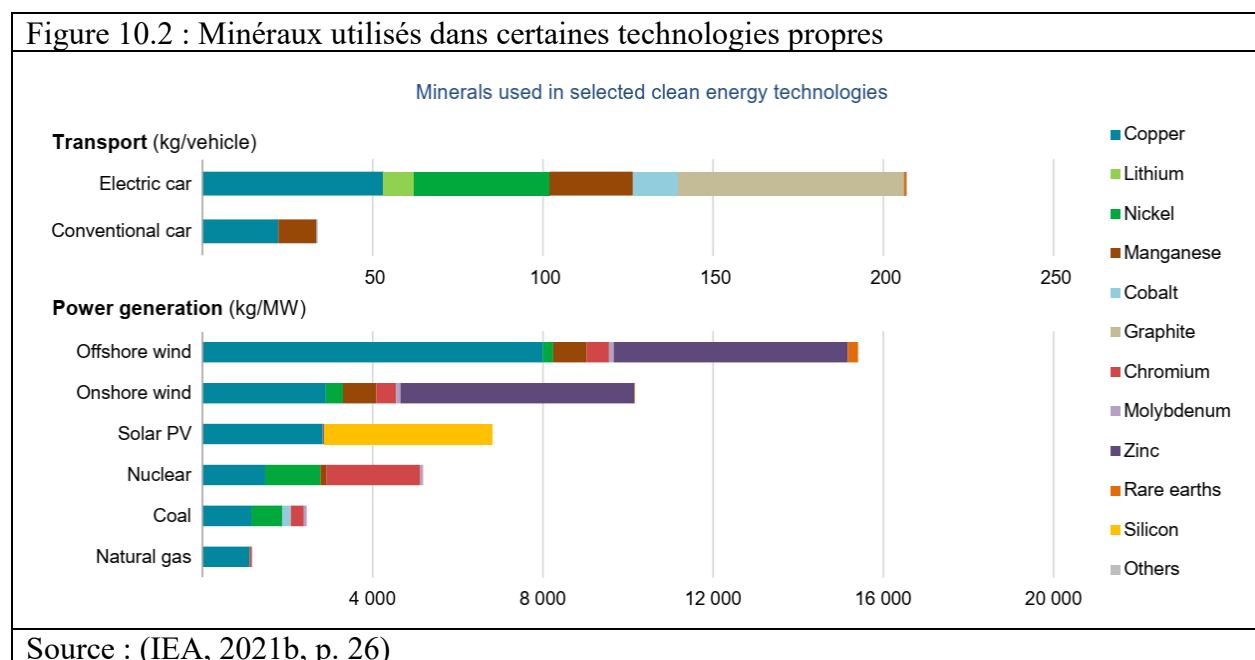
Par ailleurs, les variations et incertitudes importantes quant aux taux de retour énergétique des sociétés débarrassées des carburants fossiles dépendent en grande partie du degré d'électrification des usages finaux. Comme nous l'avons vu, le projet capitaliste de transition favorise l'électrification, mais soutient également le maintien d'une grande proportion de carburants, en particulier pour les usages thermiques et la mobilité. Même si le rendement énergétique des énergies renouvelables pouvait se maintenir à un niveau comparable à l'électricité produite à partir du charbon ou du gaz fossile, ce serait uniquement pour produire de l'électricité. Le problème principal d'un point de vue capitaliste demeurerait de savoir comment garantir les propriétés idéales du régime d'énergie abstraite. Comme nous l'avons compris, cela exigerait nécessairement une forme ou une autre de carburant. Ces carburants, à base d'hydrogène ou biosourcés, sacrifieraient une grande partie du rendement énergétique de l'électricité renouvelable pour leur production. Comme nous l'avons vu dans les plans de l'IEA et de BDI, l'hydrogène, ses dérivés et

les biocarburants jouent des rôles déterminants pour le maintien de l'architecture d'ensemble du régime d'énergie abstraite. Ces énergies possèdent une série de propriétés idéales conformes au régime, puisqu'elles sont des ersatz parfaits du pétrole et de gaz fossiles. Or, tandis que la densité énergétique des hydrocarbures est pour l'essentiel donnée ou préexistante, dans le régime à base « renouvelable », cette densité devrait être *créée* artificiellement. Selon la réévaluation de l'EROI effectuée par Brockway (Brockway *et al.*, 2019), le rendement des carburants fossiles *raffinés* serait d'environ 8 :1. Quant à la production d'hydrogène, elle implique des pertes électriques de 32 %, tandis que les carburants synthétiques impliquent des pertes d'au moins 60 % (Ueckerdt *et al.*, 2021). Selon une étude récente qui propose une analyse biophysique complète de la production d'hydrogène vert à partir des panneaux solaires, son EROI serait de 0,97, ce qui signifie que la production de ce vecteur énergétique exigerait une *dépense* nette d'énergie de 3 % par rapport à l'énergie obtenue, ce qui revient à soustraire de l'énergie à d'autres services énergétiques. Ce chiffre exclut par ailleurs l'énergie nécessaire à la compression et au transport de l'hydrogène (Ruggeri et Gómez-Camacho, 2023), de même que les pertes liées à son usage. Quant aux taux de retour énergétique des biocarburants, ils sont au mieux légèrement positifs (1,3 :1 pour l'éthanol à partir de maïs) et reposent pour l'essentiel sur la disponibilité à bas prix du pétrole pour la machinerie agricole (Hall *et al.*, 2009). Ainsi, les quantités énergétiques nécessaires à la production des vecteurs énergétiques aux propriétés idéales rappellent les conditions extrêmes des hydrocarbures non conventionnels. Rappelons que les chiffres de l'IEA prévoient une chute de l'efficacité énergétique de 70 à 63 % à l'échelle globale, en grande partie attribuable à la production d'hydrogène. Ces formes énergétiques indispensables à la transition telle qu'exigée par le régime seraient ainsi « extrêmes » par leur très faible rendement énergétique, le tout, il faut le rappeler, dans un contexte de pression importante sur la production électrique liée à l'électrification tous azimuts.

Ainsi, plus le régime d'énergie abstraite cherchera à maintenir un haut niveau de satisfaction de ses propriétés idéales, plus il exigera des surcapacités d'énergie renouvelable, des batteries, du stockage, de l'interconnexion, mais surtout de la production d'hydrogène et de biocarburants. Le passage de la base extractive fossile à la base « renouvelable » devrait ainsi accentuer la baisse des rendements énergétiques non pas en raison des technologies elles-mêmes, mais en raison de la

dimension quantitative et de la nature qualitative des énergies exigées (des « molécules ») par le maintien du régime d'énergie abstraite.

10.5.2 Extension de la frontière extractive minière et contradiction climatique de la phase transitoire



Le passage d'un régime à base fossile à un régime à base « renouvelable » s'accompagnerait du maintien d'une dépendance verticale : les diverses composantes infrastructurelles du système électrique (panneaux solaires, éoliennes, câbles, transformateurs, batteries, compteurs intelligents), de même que la machinerie agricole pour les biocarburants, sans compter les véhicules électriques, vont exiger d'importantes quantités de minéraux. Si la sortie du régime à base fossile s'opère pour faire advenir un régime à base dite *renouvelable*, ce serait donc en réalité à l'intérieur d'un régime qui serait toujours *géologique* (ou minéral), puisque la captation d'énergie renouvelable se ferait toujours grâce à des ressources géologiques (minières) et pas grâce au pouvoir de la photosynthèse des plantes – lui seul véritablement renouvelable. Les infrastructures dites « bas-carbone », en particulier les panneaux solaires, les éoliennes et la géothermie, sont plus intensives en minéraux comparativement aux infrastructures de carburants fossiles (Hund *et al.*, 2020) et même par rapport aux centrales nucléaires (IEA, 2021b).

Plus le régime à base « renouvelable » cherchera à reproduire ses propriétés idéales, plus il sera dépendant des ressources minières pour la construction de ses infrastructures. En effet, le plus gros de la demande en minéraux projetée, selon l'évaluation de l'IEA, ne viendra pas des panneaux solaires et des éoliennes, mais surtout des véhicules électriques, des batteries et des besoins des réseaux électriques (IEA, 2021b, p. 50). Cela tend ainsi à corroborer notre thèse selon laquelle c'est surtout l'impératif de la préservation des propriétés idéales du régime énergétique – ici la mobilité (véhicules), l'intemporalité (batteries), l'abondance et la complémentarité (réseaux) – qui accroît davantage la dégradation écologique, plutôt que le simple passage des infrastructures fossiles aux panneaux solaires et aux éoliennes. En outre, à l'intérieur des technologies d'énergie renouvelable, ce sont les éoliennes développées *sur une base industrielle* qui ont une empreinte matérielle supérieure, en particulier les éoliennes off-shore, puisque leur turbine requiert des terres rares (pour leur *permanent magnet synchronous generator*), alors que ce n'est pas le cas de tous les types de turbines. Quant aux éoliennes off-shore, leur intensité matérielle en cuivre est deux fois plus élevée que celle des éoliennes terrestres, notamment pour les câbles et collecteurs sous-marins (IEA, 2021b, p. 66). Enfin, concernant l'hydrogène vert, les besoins en minéraux (notamment lanthanum, yttrium, indium, nickel) pour les électrolyseurs pourraient frapper des limites extractives, d'autant plus que certains métaux sont aussi nécessaires à la production d'infrastructures d'énergie renouvelable (Cremonese *et al.*, 2023).

Selon les plans de transition énergétique étudiés, l'extraction minière devrait être de plus en plus déterminée par la demande pour les technologies dites « propres » (infrastructures renouvelables, batteries, électrolyseurs, etc.) (IEA, 2021b, p. 48). Cela signifierait l'*intensification* de la frontière extractive pour certains minéraux, dans un contexte de réduction tendancielle de la qualité de minerais, de même que l'*extension* des frontières extractives, par la diversification des activités minières pour des minéraux auparavant peu exploités. L'augmentation des taux de recyclage des métaux – pour le moment faibles et aux perspectives limitées – pourra seulement diminuer la pression sur l'extraction, mais pas empêcher sa croissance (Meadhbh *et al.*, 2021). Bien que la littérature scientifique soit encore embryonnaire sur la possibilité d'un « *peak minerals* », certains chercheurs estiment que plusieurs minéraux critiques aux infrastructures d'énergie renouvelable et aux batteries pourraient frapper les limites des « réserves » et même, pour certains, les limites des « ressources », dans les scénarios de transition énergétique qui maintiennent la dynamique de

croissance économique (Capellán-Pérez *et al.*, 2019). Autrement dit, la base « renouvelable » demeurerait *extractive* dans la mesure où elle continuerait de s'appuyer sur des ressources *épuisables*, mais cet extractivisme serait plus *omnivore*, en ce qu'il étendrait les frontières de la subsomption de la nature par le capital.

Bien sûr, pour la même quantité d'électricité disponible, le volume d'extraction minière totale nécessaire aux infrastructures renouvelables est certainement moindre que celui exigé par les infrastructures fossiles, lorsqu'il est mis en relation avec l'électricité produite tout au long de la durée de vie de l'infrastructure. Contrairement aux centrales thermiques, les panneaux solaires et les éoliennes n'exigent pas de ressources minières pour le fonctionnement, mais seulement lors de leur production et installation (Krane et Idel, 2021). Néanmoins, il ne faut pas sous-estimer la dépendance encore très forte des infrastructures renouvelables envers les carburants fossiles, de même que la dynamique de croissance de la consommation énergétique exigée par l'accumulation capitaliste, ce qui rend d'autant plus difficile la phase transitoire de la base extractive fossile à la base extractive « renouvelable ». Tandis que la production minière représente environ 10 % des émissions de GES liées à la combustion d'énergie fossile dans le monde (Meadhbh *et al.*, 2021, p. 3), les émissions totales de carburants fossiles tout au long du cycle de vie de la production des infrastructures « renouvelables » sont significatives, même si elles demeurent encore mal quantifiées et analysées sur l'ensemble du cycle de vie (Dunlap, A. et Marin, 2022). Conformément aux plans de transition de l'IEA et de BDI, la base « renouvelable » pourrait bien être encore longtemps seulement une base extractive « *fossil fuels+* », dans la mesure où le caractère renouvelable des panneaux solaires et des éoliennes – bien réel quant à leur production énergétique – s'appuierait en amont et en aval sur la consommation de carburants fossiles (Dunlap, A., 2021). Le moment où l'extraction et la transformation des minerais se feront sans aucun carburant fossile paraît encore éloigné. Au regard des points de bascule du système climatique, les émissions associées au moment initial de la construction des infrastructures d'énergies renouvelables sont par ailleurs plus significatives que leur amortissement sur 20 ou 30 ans, puisqu'une intensification des émissions à court terme ne pourra pas être totalement compensée par une réduction ou une absence d'émissions à long terme. Ainsi, la phase transitoire vers la réalisation achevée de la base « renouvelable », dans la mesure où elle cherche toujours à maintenir les propriétés idéales du régime d'énergie abstraite *tout au long du processus*, pourrait représenter une aggravation de la

contradiction climatique plutôt que son dépassement : plus le volume de production des infrastructures d'électricité renouvelable sera important – et il sera d'autant plus élevé que la consommation énergétique ne cesse de s'accroître –, plus le climat sera susceptible de passer des points de bascule irréversibles.

Par ailleurs, cette phase transitoire pourrait également ne jamais prendre véritablement fin. Il demeure encore incertain à savoir si cette nouvelle direction du régime énergétique, par la « ruée minière » qu'elle exige (Izoard, 2024), mènerait véritablement à une substitution des énergies fossiles, plutôt qu'à une simple addition énergétique, comme nous l'avons précédemment observé dans l'histoire du régime énergétique capitaliste. Puisque le changement de la base extractive comme envisagé par les plans de transition que nous avons étudiés s'effectue dans le cadre du régime d'énergie abstraite, ce processus pourrait bien se révéler – comme les autres additions énergétiques passées – un « processus d'amplification, d'expansion symbiotique de toutes les matières » (Fressoz, 2024, p. 98) qui ne résoudrait pas la crise climatique. Par ailleurs, l'extraction minière implique des conséquences socioécologiques bien au-delà des émissions de GES, que ce soit en termes de pollutions diverses, de destructions des habitats, de perte de biodiversité et de violations des droits humains (Dunlap, A. et Marin, 2022; Dunlap, X., 2024; Izoard, 2024; Meadhbh *et al.*, 2021; Whitmore, 2021). Ainsi, dans le pire des cas, la base extractive serait incapable de se libérer de la dépendance fossile pour la production des infrastructures renouvelables et la crise climatique s'aggraverait. Dans le meilleur des cas, la base extractive « renouvelable » pourrait résoudre la contradiction climatique, mais pas éviter l'aggravation des conséquences socioécologiques de l'extraction minière.

10.5.3 Redoublement de la verticalité par une horizontalité de l'extraction énergétique

Cela étant dit, cette base « renouvelable » présenterait une différence importante par rapport à la base fossile : l'exploitation radicalement plus grande de *surfaces* de terres et d'espaces marins à des fins énergétiques (Huber et McCarthy, 2017). Cela s'explique par la faible densité de puissance des énergies « renouvelables » par rapport aux carburants fossiles. Comme l'illustre le tableau 10.2, cette différence relève d'ordres de grandeur radicalement différents (Smil, 2016).

Tableau 10.2 : Densité de puissance (surface) de différentes énergies (à partir des données du système énergétique mondial en 2010)	
Extraction de gaz	2000 W/m ²
Extraction de charbon	1000 W/m ²
Extraction de pétrole	1000 W/m ²
Centrales thermiques fossiles	1000 W/m ²
Centrales nucléaires	500 W/m ²
Panneaux solaires	5 W/m ²
Hydroélectricité	3 W/m ²
Éoliennes	1 W/m ²
Biocarburants modernes	0,3 W/m ²
Source : (Smil, 2016, p. 211)	

Capter de l'énergie plus dispersée de surface pour la concentrer et lui donner les caractéristiques correspondantes au régime suppose l'établissement d'un certain « paysage de ressources énergétiques » (Bridge *et al.*, 2018, p. 21-22). En raison des quantités et des qualités attendues afin de maintenir l'intégrité du régime, ce sont principalement les projets à *vaste échelle* et avec *les plus grands rendements énergétiques* qui sont susceptibles d'être recherchés. Par contraste, le déploiement des formes plus décentralisées ou distribuées de production énergétique (ex : panneaux solaires sur les toits) est susceptible de jouer un rôle plus marginal dans la dynamique d'ensemble de la transition énergétique capitaliste. Par exemple, l'IEA mise surtout sur le déploiement de projets à grande échelle et « centralisés » dans des régions éloignées à fort potentiel solaire et éolien. De son côté, BDI se porte davantage à la défense des éoliennes *off-shore* que des panneaux solaires, malgré le potentiel technique plus grand de ces derniers. Cela s'explique principalement par le fait que les éoliennes off-shore, par leur relative abstraction de la géographie des terres habitées, recèlent un potentiel de développement énergétique plus rapide (moins de conflits sociaux) et, surtout, à haut rendement (meilleur facteur de capacité).

Produire de l'énergie pour ce régime suppose ainsi de produire de l'espace bien particulier : un espace considéré comme « disponible », car libre ou « libéré » par dépossession (*enclosures*) des autres usages sociaux par des forces sociales (État et/ou corporations) qui cherchent à imposer la production énergétique comme usage dominant, voire exclusif, de la terre. Ainsi les paysages de ressources énergétiques, pour développer un mégaprojet d'éoliennes ou une plantation destinée à des biocarburants, sont aussi le « reflet des attentes à propos de la dimension et du modèle [*pattern*]

de l'usage énergétique futur » (Bridge *et al.*, 2018, p. 22). Combler les besoins énergétiques croissants du régime d'énergie abstraite avec des énergies de surface pourrait s'avérer difficile à accueillir sur les territoires restreints de nombreux pays (Capellán-Pérez *et al.*, 2017), et même provoquer une hausse des émissions si cela implique de réduire les surfaces végétalisées (Van de Ven *et al.*, 2021). Or, le projet capitaliste de transition ne consiste pas seulement à installer des panneaux solaires et des éoliennes au lieu des centrales thermiques, mais à *répondre aux propriétés idéales du régime*, ce qui se traduira par de plus grandes surfaces destinées à la production énergétique. Maintenir l'intemporalité du régime exige de déployer *plus* de panneaux solaires et d'éoliennes que dans un scénario où la consommation s'adapte davantage à la disponibilité. Mais surtout, maintenir l'architecture d'ensemble du régime exige de l'hydrogène et des biocarburants en grande quantité, *précisément pour assurer un haut niveau de satisfaction du régime*. Ces carburants exigeront des surfaces significativement plus importantes que la seule production et consommation directe d'électricité renouvelable, obligeant à rentrer en compétition avec d'autres usages de la terre, à l'image du conflit *food vs fuel* posé par les biocarburants de première génération (Tordjman, 2024). Ainsi, plus le régime cherchera à reproduire ses propriétés idéales sur une base « renouvelable », plus il exigera de surfaces pour l'extraction énergétique.

Pour l'industrie extractive de la base renouvelable, cette surface fait l'objet d'une réification du potentiel énergétique, puis d'une appropriation (*landgrabbing*, *Landnahme*). Elle identifie les lieux qui sont à la fois considérés comme « disponibles » mais surtout rentables énergétiquement en termes de rayonnement solaire et de vents (vitesse, densité) et de croissance de la biomasse. Cette opération passe par la cartographie de lieux où se trouvent des « gisements éoliens » ou solaires, de même que la biomasse valorisable. En raison des quantités de surfaces exigées pour satisfaire les propriétés idéales du régime, les surfaces appropriables sont recherchées dans les périphéries, en particulier dans les pays du Sud global, non pas seulement en raison de leurs bonnes conditions d'ensoleillement et de vents, mais aussi en raison de l'asymétrie plus importante de pouvoir entre les corporations qui cherchent à s'approprier le territoire et les populations limitrophes.

Dans ce contexte, le projet d'internationalisation du développement de l'hydrogène vert peut se comprendre comme le renouvellement des relations d'échange écologique et économique inégal (Hornborg, 1998, 2014), voire comme une forme de colonialisme vert (Lang *et al.*, 2024) ou plus spécifiquement de « colonialisme climatique » (Eberhardt, 2023, p. 32). L'« efficacité technique »,

ici le bénéfice pour le bilan carbone de l'Allemagne (et d'autres États capitalistes avancés), se paierait en réalité par des pertes en-dehors de ses frontières. Il s'agit de fait d'externaliser les pertes énergétiques, la charge en travail, les dommages écologiques et les conflits sociaux liés à l'occupation de l'espace dans des pays de la périphérie du capitalisme global, là où les prix sont plus bas, tout en important au centre les avantages énergétiques et climatiques (un ersatz carboneutre qui garantit la sécurité énergétique) et les éventuels profits associés (Dietz, 2024; Lessenich, 2019).

Cette voie pourrait apaiser les conflits à propos de la justice climatique dans le centre du système-monde par leur transmutation en conflits de la périphérie (Dunlap, X., 2024). Cela s'inscrirait en continuité avec les processus d'*externalisation* propres à la société capitaliste (Lessenich, 2019) et renforcerait le *mode de vie impérial* des habitants du Nord, en faisant porter les coûts d'une énergie « propre » aux habitants du Sud global (Brand et Wissen, 2021).

Tableau 10.3 : Densité énergétique gravimétrique de différentes formes d'énergie (énergie/masse)	
Hydrogène	140 MJ/kg
Nucléaire	3 900 000 MJ/kg
Gaz naturel	53,6 MJ/kg
Pétrole	42 MJ/kg
Charbon	De moins de 10 (lignite) à 30 MJ/g (anthracite)
Charbon de bois	30 MJ/kg
Bois	15-20 MJ/kg
Batterie lithium	0,9-1,04 MJ/kg (265-280 Wh/kg)
Sources : (Donev, 2014; Khan <i>et al.</i> , 2023; Smil, 2016, p. 12-13)	

Que ce soit l'exploitation minière, la réalisation de projets d'énergie renouvelable à une échelle industrielle, l'établissement de réseaux de transport de l'électricité ou de carburants liquides, la transition énergétique de la base fossile à la base « renouvelable » du régime devrait se traduire par une monopolisation croissante d'espace à des fins énergétiques. Cette transformation n'opérerait pas de substitution d'une extraction souterraine à une extraction de surface, mais plutôt le redoublement de l'extraction souterraine héritée de l'ère fossile par une extraction horizontale. Dans sa version capitaliste, la transition devrait ainsi se traduire par une démultiplication de « zones

vertes sacrifiées » (Dunlap, A., 2021; Fernandes, 2024), pour les infrastructures électriques, d'hydrogène et la production de biocarburants, mais également pour les sites d'extraction minière.

Ainsi, au regard de cette analyse, la base considérée comme « renouvelable », devrait plutôt être mieux nommée, dans sa version conforme aux exigences du régime d'énergie abstraite, *base extractive minérale et horizontale*. En révélant comment la transition énergétique capitaliste se traduit par un changement de la base extractive *à l'intérieur même du régime d'énergie abstraite*, nous insistons sur la continuité dans la dégradation écologique impliquée par les attentes du régime, souvent masquée par le discours sur la transition qui insiste sur le passage des carburants fossiles aux énergies « renouvelables ».

CHAPITRE 11

Discussion

11.0.1 Résumé de la problématique

Le point de départ de cette thèse était d'interroger l'hypothèse du capitalisme fossile à partir de la question de la transition des carburants fossiles vers les énergies renouvelables. Elle ne visait pas à interroger les conditions immédiates de rentabilité des énergies renouvelables comparativement aux carburants fossiles, mais se penchait plus étroitement sur la question du rapport entre des sources et formes énergétiques et l'économie capitaliste. Plus spécifiquement, nous nous interrogeons à savoir s'il y avait une véritable incompatibilité entre les sources et formes d'énergies renouvelables et les conditions particulières de la production capitaliste. Nous avons émis l'hypothèse que la relation structurelle entre énergie et capitalisme ne concernait pas les sources fossiles en elles-mêmes, mais des propriétés particulières liées à certaines formes énergétiques, mais surtout à un régime structuré. À l'aune de cette hypothèse, nous avons mis en contraste les plans de transition à l'échelle globale et à l'échelle nationale, afin de voir quelles étaient les attentes particulières de l'accumulation capitaliste quant à la valeur d'usage de l'énergie. Au terme de notre enquête empirique, nous avons systématisé ce qui nous semble être les propriétés idéales du régime énergétique propre au capitalisme appelé régime d'énergie abstraite. Cette thèse se veut un complément critique à l'hypothèse du capitalisme fossile : elle ne cherchait pas à remettre en question la difficulté du capitalisme à s'émanciper des énergies fossiles, mais à comprendre plus précisément qu'elles sont les attentes énergétiques plus générales du capitalisme, qui pourraient éventuellement être satisfaites par des sources non fossiles.

11.0.2 Principales conclusions de l'analyse des plans de transition à l'échelle globale

L'analyse des plans de transition du GIEC et de l'IEA nous a révélé des transformations énergétiques substantielles, qui misaient principalement sur des changements technologiques. À l'exception de quelques ouvertures critiques à la sobriété énergétique du côté du GIEC, la direction générale des transformations suggérées par les deux organisations consistait à chercher à maintenir les principales conditions de la production et de la consommation, avec pour conséquent un niveau relativement élevé de consommation énergétique globale. L'IEA en particulier, par sa défense de

la « sécurité énergétique » démontre une volonté ferme de ne remettre en cause aucune des principales propriétés idéales du régime énergétique. Avec la voie proposée par l'IEA, la possibilité d'une transition énergétique à l'échelle internationale sans sortie du capitalisme semble *a priori* envisagée par une élite proche des États capitalistes. En défendant à la fois la carboneutralité et le maintien de « l'économie de marché » capitaliste, le plan NZE de l'IEA, malgré son caractère prospectif, offre une objection théorique sérieuse à l'idée du caractère indépassable du stade fossile du capitalisme.

Pour les deux organisations, les carburants fossiles devraient demeurer dans le mix énergétique en 2050, ce qui implique que le régime n'aurait pas à cette date une base extractive 100 % renouvelable. Cela étant dit, cet attachement aux carburants fossiles serait principalement lié à la volonté d'éviter une dévalorisation trop rapide des capitaux de l'industrie fossile et non pas à l'incapacité des énergies renouvelables à remplir les attentes de la production capitaliste envers la valeur d'usage spécifique des marchandises énergétiques. Alimenté surtout par la puissance du soleil et du vent, le régime énergétique pourrait être intégralement maintenu par des moyens techniques et par des formes énergétiques complémentaires. La numérisation, le stockage et l'extension des lignes de transport et de distribution permettraient de dépasser les limites actuelles du réseau électrique relatives aux propriétés idéales d'intemporalité et de mobilité, tout en profitant du haut degré de polyvalence et de contrôlabilité de l'électricité. Le nucléaire, les biocarburants et surtout l'hydrogène viendraient quant à eux compléter les sources renouvelables, afin de faire en sorte que la base extractive permette au régime de garantir les propriétés de mobilité, intemporalité, densité, polyvalence, contrôlabilité et abondance de l'énergie.

Nous avons également révélé à quel point l'hydrogène et ses dérivés jouaient un rôle clé dans l'architecture d'ensemble du régime énergétique à préserver. Nous avons établi que *la plus grande insistance de l'IEA sur la question de la « sécurité énergétique », condition existentielle pour l'accumulation dans les pays du centre du capitalisme global, tend à favoriser le recours massif à l'hydrogène et ses dérivés.*

Dans son ensemble, le projet de transition énergétique amènerait par ailleurs à répartir les propriétés avantageuses du régime énergétique sur une diversité de sources et formes énergétiques complémentaires. Cela exigerait paradoxalement une planification et une coordination accrue des

différents acteurs du secteur énergétique par rapport aux phases historiques précédentes, afin de maintenir l'intégrité du régime du début au terme de cette transition. Dans le contexte d'une économie principalement dominée par l'investissement privé, cela pose un défi majeur et dont l'issue est loin d'être garantie.

11.0.3 Principales conclusions de l'étude de cas de la transition en Allemagne

L'étude de cas détaillée de l'Allemagne nous a permis de révéler que la compatibilité entre les énergies renouvelables et l'économie capitaliste n'était pas seulement une prétention d'une communauté épistémique transnationale comme l'IEA, mais véritablement reconnue par la classe capitaliste elle-même. Le projet de transition porté par les capitalistes allemands consiste principalement à assurer un approvisionnement abondant, à bas prix et qui maintienne l'essentiel des usages énergétiques sans carburants fossiles. Ce projet exige un surcroît de panneaux solaires et d'éoliennes pour garantir une certaine abondance. Afin de favoriser l'intemporalité du régime, les éoliennes *off-shore* semblent par ailleurs une voie privilégiée de développement, en plus de constituer le terrain de jeux des plus grandes multinationales. Enfin, l'hydrogène et les carburants synthétiques constituent les pièces maîtresses de leur plan de transition. Ils permettent de compléter l'électricité renouvelable et même de se substituer à elle dans le but d'assurer les propriétés idéales du régime : véritable « couteau suisse » (Vezzoni, 2024) de la transition énergétique, l'hydrogène permettrait d'assurer un approvisionnement électrique flexible (contrôlabilité) et sans interruption (intemporalité), de préserver la mobilité des marchandises par les carburants synthétiques (mobilité), de conserver la production métallurgique et chimique grâce à la combustion (densité). L'hydrogène constitue ainsi l'*ersatz* des carburants fossiles pour le capitalisme en Allemagne.

Par son insistance sur l'hydrogène, le cas allemand nous a également permis de révéler certains rapports d'échanges écologiques inégaux, qui n'étaient pas évidents dans la perspective globale sur la transition de l'IEA et du GIEC. La voie proposée par la classe capitaliste allemande consiste à maximiser la production d'hydrogène et de ses dérivés à l'extérieur de l'Allemagne. Matériellement, la base extractive nécessaire au maintien des propriétés idéales du régime énergétique capitaliste allemand exigerait la construction d'une deuxième Allemagne « fantôme » en termes électriques, et serait l'objet d'un processus d'appropriation dans les régions périphériques, en particulier dans le Sud global. En raison du degré inégal de décarbonation des

économies, cette dynamique néo-impériale pourrait par ailleurs avoir des effets contradictoires sur la trajectoire des émissions de GES (Eberhardt, 2023), ce que le cadrage « global » de l'IEA ne permettait pas de percevoir.

Bien loin de représenter seulement une projection fantasmée, le projet de transition de BDI correspond à bien des égards à la direction de la transition prise par le *Bundesregierung*. Hormis la question de l'accélération de l'efficacité énergétique, que cela concerne le déploiement massif des énergies renouvelables, l'extension du réseau électrique, l'électrification des usages, la flexibilisation de la demande électrique et le développement de la filière de l'hydrogène, l'État allemand et l'association patronale partagent une vision similaire des transformations matérielles à opérer. Que ces transformations futures doivent se faire par un soutien réglementaire et financier de l'État, mais toujours à l'initiative de l'investissement privé, sans prise de contrôle étatique sur les secteurs économiques névralgiques, va de soi pour le gouvernement et BDI. L'hégémonie de la perspective de la « modernisation écologique » paraît manifeste dans les orientations des politiques publiques. Cela étant dit, des tensions pourraient émerger dans les prochaines années en lien avec les dimensions quantitatives de la transition. Quel pourcentage de réduction de la consommation énergétique sera compatible avec les intérêts de la classe capitaliste allemande ? Pour ce qui est de l'hydrogène en particulier, il demeure également incertain de savoir à quels usages il sera consacré et, par conséquent, quelle importance il va prendre dans le paysage énergétique. Sera-t-il cantonné à des usages dits « sans-regrets », pour certains procédés industriels non-électrifiables, ou déployé en concurrence avec l'électrification directe ? La réponse à ces questions, possible seulement dans une vingtaine d'années, pourra nous indiquer dans quelle mesure le projet de la classe capitaliste allemande, entre autres représentée par BDI, aura réussi ou non à imposer sa volonté dans les rapports sociaux et dans l'appareil d'État.

11.0.4 Principales conclusions de la théorisation du régime d'énergie abstraite

L'hypothèse du régime d'énergie abstraite se présente comme un complément critique à l'hypothèse du capitalisme fossile. En identifiant l'énergie comme une condition essentielle de l'accumulation capitaliste depuis l'industrialisation, nous avons défendu qu'elle peut être considérée comme une abstraction réelle qui régule les pratiques sociales. Cette abstraction prend la forme d'un régime qui exige de l'énergie en quantité, mais surtout avec un certain nombre de

qualités bien spécifiques. Ces propriétés idéales constituent le cœur du régime d'énergie abstraite et orientent les développements de l'énergie sous le capitalisme, et par le fait même les plans de transition capitaliste. Le capital a besoin d'énergie pour être plus mobile que la force de travail; il a besoin d'intemporalité pour accélérer la production et s'adapter aux fluctuations du marché; il exige de la densité pour sa productivité et les procédés de haute chaleur; il profite d'une énergie qui peut servir plusieurs usages et est facilement contrôlable; il exige que cette énergie soit consommable sans horizon d'épuisement, et pour cette raison s'enquiert d'avoir des ressources substituables et des moyens complémentaires.

L'intérêt du concept de régime d'énergie abstraite est d'insister sur l'interrelation entre ces propriétés idéales exigées par le capitalisme et les formes de l'extraction nécessaire à la satisfaction de ces exigences. La base extractive du régime doit en effet procéder à un travail d'appropriation et de subsumption réelle de l'énergie afin de satisfaire les attentes de la production capitaliste en termes de quantité et de qualité. Ce sont dans ces processus que se révèlent les dimensions matérielles, en particulier thermodynamiques, de la production de l'énergie comme valeur d'usage spécifiquement capitaliste. Même « renouvelable », cette base sera d'une façon ou d'une autre toujours *extractive*, car s'appuyant sur des ressources minières épuisables, et tendra vers des conditions d'extraction « extrêmes ».

À partir de notre lecture historique et de l'analyse de plans de transition, nous soutenons que le maintien et l'approfondissement des propriétés idéales du régime énergétique vont se manifester par une aggravation des contradictions socioécologiques liées à la production de l'énergie comme marchandise. Cela se manifeste tant dans l'intensification des conditions de l'extraction des carburants fossiles et la crise climatique que dans le développement massif des énergies renouvelables, complété par l'hydrogène.

Par le fait même, la transition énergétique capitaliste devrait exiger quantitativement plus d'énergies renouvelables et l'ouverture de nouvelles frontières extractives (hydrogène), *en raison même des propriétés idéales du régime énergétique*, et non pas simplement en raison des limites biophysiques des énergies renouvelables. Dans ce contexte, plus seront exigées des formes complémentaires à l'électricité renouvelable (des molécules comme l'hydrogène et les

biocarburants) pour satisfaire le régime énergétique, plus les taux de retour énergétiques seront tirés vers le bas et plus un nombre important de surfaces sera sacrifié pour la production énergétique.

Ainsi, la transition énergétique se présenterait alors comme une forme *sélective* d'environnementalisme, qui tente de régler (*fix*) la crise climatique, mais ne permet pas d'affronter la crise écologique dans son ensemble. En analysant la transition énergétique capitaliste comme un changement de la base extractive à *l'intérieur même du régime d'énergie abstraite*, nous insistons sur la continuité dans la dégradation écologique impliquée par les attentes de l'économie capitaliste, peu importe les sources énergétiques.

11.0.5 Synthèse des contributions de la recherche

Notre thèse est susceptible d'apporter trois contributions significatives à la recherche.

Dans les analyses sur la transition énergétique, elle brosse un portrait des orientations réelles de certains représentants de la classe capitaliste significatifs à l'échelle mondiale. L'analyse des positions de BDI sur l'énergie dans la période récente ne semble d'ailleurs jamais avoir été effectuée. Cette analyse permet de mieux comprendre les orientations de la classe capitaliste lorsqu'elle témoigne d'une adhésion à la sortie des carburants fossiles au-delà de la simple socialisation des coûts des actifs échoués liés aux énergies fossiles : *la classe capitaliste ne peut vraisemblablement adhérer à la transition énergétique qu'en exigeant le maintien du régime d'énergie abstraite*. Ce régime peut être satisfait par une série de sources d'énergie différentes (pas seulement l'hydrogène), tant que celles-ci remplissent l'ensemble des propriétés idéales attendues. Cette idée constitue une contribution significative pour la compréhension du projet du capitalisme vert et de la tentative de faire de la transition énergétique une « révolution passive ».

Notre thèse s'inscrit dans les débats contemporains sur les contradictions écologiques du capitalisme (Angus, 2018; Foster *et al.*, 2011; Huber, 2022; Legault *et al.*, 2021; Magdoff et Foster, 2011; Pineault, 2023; Saitō, 2022; Schmelzer *et al.*, 2022), en se penchant plus particulièrement sur le problème de l'énergie. Dans la compréhension du rapport entre énergie et capitalisme, notre thèse sur le régime d'énergie abstraite permet un dépassement critique de l'hypothèse du capitalisme fossile (Altvater, 2007; Malm, 2016) sur deux aspects. En exhumant les caractéristiques formelles du lien structurel entre l'accumulation capitaliste et l'énergie, ce concept

nous a permis de mieux comprendre les propriétés idéales de l'énergie en tant que valeur d'usage du capital. Grâce au concept systémique de régime, nous avons pu mieux comprendre les interrelations complémentaires entre les formes d'énergies. Cela nous a par exemple permis de proposer une autre lecture des conditions et des orientations du développement de l'hydroélectricité et de l'énergie nucléaire dans l'histoire énergétique du capitalisme, négligé par l'accent mis sur les carburants fossiles. Par ailleurs, le concept de régime d'énergie abstraite permet d'éviter un jugement prématuré sur l'impossibilité matérielle d'un capitalisme établi sur une base extractive « renouvelable », et propose plutôt d'entrevoir la diversité de voies énergétiques possibles vers la sortie des carburants fossiles *dans la mesure où ces voies respectent les propriétés idéales du régime*. Ces possibles voies n'ont d'ailleurs pas été établies sur une base strictement théorique, mais appuyées par un travail d'analyse empirique des plans de transition capitaliste de l'IEA et de BDI. Cette théorie et nos résultats empiriques laissent croire que le degré d'électrification directe des usages pourrait être limité par une plus haute satisfaction des propriétés idéales exigée par la classe capitaliste. En établissant un lien entre les conditions de l'extraction énergétique et la satisfaction de la production capitaliste, nous avons mis en lumière les dimensions *qualitatives* de des contradictions énergétiques du capitalisme avancé, au-delà des limites strictement quantitatives liées à la « croissance ». Le capital n'a pas seulement besoin d'abondance pour produire plus et répondre aux contraintes à l'accumulation, il a besoin de faire circuler ses marchandises plus vite que la force de travail (mobilité), de produire de manière flexible pour dégager du profit (intemporalité), de combustion puissante pour la productivité des procédés industriels (densité), de contrôle fin pour augmenter l'exploitation du travail (contrôlabilité) et de ressources polyvalentes pour faire des économies d'échelle (polyvalence). Ces exigences qualitatives peuvent entraîner des conséquences écologiques qui peuvent s'avérer destructrices. Ces qualités peuvent par ailleurs avoir des implications quantitatives significatives, comme en témoignent les quantités importantes d'énergie perdue nécessaire à la production de l'hydrogène, vecteur énergétique supérieur aux yeux du capital décarboné.

Enfin, notre thèse permet de mieux comprendre la transition énergétique dans ses multiples directions, et pas seulement les dynamiques de rentabilité du secteur des panneaux solaires et des éoliennes (Christophers, 2024). En effet, notre thèse a mis au jour le rôle socio-économique fondamental joué par l'hydrogène dans les investissements et la direction de la transition

énergétique, en particulier dans le cas d'un pays capitaliste avancé comme l'Allemagne. Souvent interprété comme un « Cheval de Troie » de l'énergie fossile (Eberhardt, 2023; Vezzoni, 2024), l'hydrogène se révèle être bien plus que le moyen stratégique de préserver les intérêts *d'un* seul secteur économique : il constitue vraisemblablement le moyen indispensable à la préservation de l'économie capitaliste *dans son ensemble*, en raison même de la configuration de son régime énergétique. Pour le moment, il semble difficile de comprendre le développement de cette filière à partir de la seule considération pour sa valeur d'échange, en raison de ses coûts prohibitifs et, par le fait même, des faibles perspectives de rentabilité sans vastes subventions publiques. Bien qu'il soit évidemment possible d'envisager que l'hydrogène vert devienne rentable comme forme énergétique – ce qui deviendra une nécessité si son développement est principalement mené par l'investissement privé –, il ne peut s'expliquer que parce que l'hydrogène constitue une forme énergétique indispensable au maintien du régime d'énergie abstraite. Dans le champ des études sur la transition, cette lecture contribue de manière plus générale, avec d'autres récentes (Feola, 2020; Vezzoni, 2024), à révéler dans quelles directions l'accumulation capitaliste exerce ses pressions sur les politiques énergétiques.

11.1 Remarques conclusives

11.1.1 Limites de la recherche

Nos analyses empiriques sont évidemment limitées par le nombre réduit d'organisations et de documents étudiés. Tout en ayant choisi consciencieusement des organisations et des plans de transition significatifs relativement à notre problématique, cette recherche aurait pu être complétée par l'analyse comparative des plans de transitions d'autres organisations internationales comme ceux de l'IRENA ou encore des grands cabinets-conseils (McKinsey, par exemple). Cela nous permettrait d'obtenir une vue plus exhaustive des diverses trajectoires de transition proposées.

Notre analyse de la position capitaliste est également limitée par notre étude de cas des discours de BDI. Le cas de l'Allemagne, bien que significatif, est singulier, non seulement par ses ressources domestiques, mais en particulier par son histoire énergétique marquée par deux tournants politiques majeurs autour du nucléaire et des énergies renouvelables. Enfin, notre étude a porté sur le *plan* de transition de la classe capitaliste allemande, comme tentative d'orienter intentionnellement les politiques énergétiques. Tout en ayant étudié ces orientations relativement à des développements

déjà existants de l'énergie en Allemagne, juger pleinement de la compatibilité d'une économie capitaliste nationale avec les énergies renouvelables supposerait de l'étudier sur le terrain au terme de son processus, et pas seulement sur la base d'une décarbonation partielle et des intentions de sa classe capitaliste. Seul le temps long nous permettra de mesure *a posteriori* à la fois les écarts entre cette planification capitaliste intentionnelle et la réalité allemande, et plus généralement entre les exigences réelles de l'accumulation capitaliste et l'approvisionnement énergétique.

Enfin, notre étude s'est concentrée sur la dimension qualitative de l'énergie dans la production capitaliste en laissant de côté, pour l'essentiel, l'analyse de la rentabilité du secteur énergétique. Avant que l'énergie ne soit consommée de manière productive, il faut évidemment qu'elle soit produite. Dans le cadre capitaliste, cela suppose également que cette production soit rentable. Or, puisque la rentabilité de l'électricité renouvelable est loin d'être assurée (Christophers, 2022a), cela rend d'autant plus difficile d'envisager la rentabilité de l'hydrogène vert. Mieux comprendre le modèle d'affaires et les stratégies des entreprises de l'hydrogène vert, au-delà des larges subventions publiques, paraît ainsi essentiel pour mieux assoir la possibilité réelle d'un régime d'énergie abstraite sur une base extractive « renouvelable ».

Cela nous amène à considérer une dernière limite, celle du rapport entre la conception subjective d'une classe sociale à travers ses organisations représentatives et la réalité sociale. Notre recherche s'est en effet surtout appuyée sur l'analyse de plans de transition, c'est-à-dire sur un ensemble de discours et de représentations, qui de surcroît portait sur l'avenir. Bien que ces discours doivent être considérés comme cherchant à entretenir un rapport d'adéquation ou de proximité avec les développements de l'économie capitaliste, ils ne peuvent prétendre à les représenter avec une fidélité imparable, en plus de demeurer spéculatifs. Il se peut à ce titre que les anticipations capitalistes relatives à l'hydrogène vert, bien que fondées sur certaines bases valables d'ingénierie et d'économie, s'avèrent dans quelques années une fausse route pour la transition capitaliste, notamment en raison des difficultés de rentabilité.

11.1.2 Prolongements et perspectives de recherche

Considérant les limites énoncées ci-dessus, cette recherche pourrait être prolongée dans au moins deux principales directions.

D'une part, le concept de régime d'énergie abstraite est susceptible d'être utilisé dans d'autres analyses de cas de la transition en contexte capitaliste. À partir d'une démarche comparative entre différentes trajectoires réelles de transformations énergétiques ou dans les plans de transitions de différentes organisations de la classe capitaliste, la valeur heuristique du concept pourrait être mieux évaluée.

D'autre part, la filière de l'hydrogène vert et de ses dérivés exigerait une analyse empirique approfondie. Pour le moment, l'avenir réel de l'hydrogène reste encore très incertain et prend la forme de vague d'investissements et de désinvestissements depuis les années 1970 (Van de Graaf *et al.*, 2020). Tandis que l'Union européenne a mis sur pied en 2023 une Banque européenne de l'hydrogène qui a, à ce jour, déjà mis sur la table près de 2 milliards € pour financer le développement de la filière, plusieurs projets de production d'hydrogène ont été abandonnés ou retardés en 2024 faute de pouvoir garantir un prix compétitif à de possibles acheteurs (Parkes, 2024). Étudier des projets parvenus au stade de décisions finales d'investissements afin de comprendre leur condition de rentabilité nous donnerait une idée plus claire du repositionnement de la base extractive du régime énergétique.

Enfin, dans une perspective davantage normative, il pourrait être pertinent d'évaluer l'écart entre les attentes capitalistes relativement au régime énergétique et celles permettant de garantir les conditions d'une « vie bonne » pour tous. À partir des travaux sur les standards d'une vie décente (*decent living standards, DLS*) (Hickel et Sullivan, 2024; Millward-Hopkins *et al.*, 2020), il serait pertinent d'évaluer dans quelle mesure la satisfaction de ces standards – souvent compris en termes énergétiques par le concept de *suffisance* – pourrait impliquer une rupture avec les propriétés idéales du régime d'énergie abstraite, et plus précisément, dans quels secteurs de la société. En lien avec la question de l'intemporalité, il pourrait par exemple être intéressant de développer un indicateur quant à la fiabilité du réseau électrique qui, contrairement aux méthodes courantes (Schröder et Kuckshinrichs, 2015), ne reposerait pas sur des valeurs monétaires mais plutôt sur la satisfaction des besoins. À partir de là, il serait possible d'évaluer dans quelle mesure l'hydrogène devrait faire partie de scénarios de transition qui favorisent une descente énergétique tout en permettant la satisfaction des besoins de tous à l'échelle planétaire. Dans cette même perspective, il serait également intéressant de développer une conception de la « flexibilité » énergétique axée sur les besoins et non sur les intérêts du capital industriel. Cela pourrait entre autres nous amener

à évaluer plus rigoureusement le véritable potentiel technique du délestage industriel, sans considération pour la seule rentabilité. Ces quelques idées pourraient contribuer de manière générale à la réflexion sur la dimension énergétique des perspectives post-capitalistes.

CONCLUSION

« Avons-nous besoin d'hydrogène ? », nous demandions-nous en introduction de cette thèse. Nous savons maintenant que ce besoin est surtout celui d'une classe sociale et de son système socioéconomique, médiatisé par un certain régime énergétique. Aurons-nous besoin d'hydrogène dans un monde post-capitaliste ? Peut-être, mais certainement pas dans les quantités exigées pour le maintien du régime d'énergie abstraite. La question la plus pressante demeure celle de savoir comment s'émanciper des carburants fossiles dans un avenir rapproché. Cette question ne peut cependant faire l'économie d'une réflexion politique sur la direction des sociétés et les finalités normatives qui les animent. Si l'accumulation capitaliste dirige toujours la reproduction sociale, la transition pourrait ralentir la crise climatique, mais, en raison de son environnementalisme sélectif, cela ne pourrait être qu'en continuant à déplacer la contradiction écologique ailleurs dans le monde et sur les futures générations. Il demeure d'ailleurs très incertain à savoir si la meilleure des versions de la transition capitaliste pourra véritablement nous permettre de stabiliser le climat.

Dans une perspective critique, voire utopique, cette réflexion sur l'énergie ouvre la discussion sur les caractéristiques d'une transition énergétique post-capitaliste ou d'un régime énergétique post-capitaliste. Les caractéristiques du régime d'énergie abstraite sont celles relatives aux intérêts du capital et de son système. Mais quel degré d'écart existe-t-il entre les normes de la reproduction sociale visant la satisfaction d'une vie décente pour tous et les normes du capital ? De manière contrefactuelle, une transition énergétique sans maintien du régime d'énergie abstraite exigerait certainement moins d'énergie, d'extraction et de moyens complémentaires, réduisant les conséquences socioécologiques de la production d'énergie. Rompre avec le régime d'énergie abstraite suppose de rompre avec le capitalisme. La question demeure de savoir cependant dans quelle mesure un éventuel nouveau régime énergétique post-capitaliste serait différent du régime d'énergie abstraite. Dans quelle mesure et dans quel domaine une société (post-capitaliste) peut-elle satisfaire ses besoins en ne disposant pas d'énergie *en tout temps* et *en tout lieu* ? Dans quelle mesure cette société peut-elle favoriser des vies florissantes sans hypermobilité énergivore (Capellán-Pérez *et al.*, 2015) ? Quelles sont les conditions de possibilité sociales de la réalisation d'un niveau de consommation minimale d'énergie permettant de réaliser une « vie décente » (Millward-Hopkins *et al.*, 2020) ? Comment redéfinir la « sécurité énergétique » dans un contexte

de sobriété ? Ces questions spéculatives peuvent certainement contribuer au débat post-capitaliste contemporain opposant les écomodernistes (Huber, 2022) et le courant de la décroissance (Pirani, 2023a, 2023b; Schmelzer *et al.*, 2022). Il nous renvoie à la question cruciale de savoir dans quelle mesure la satisfaction des besoins est inévitablement associée à un besoin d'énergie. D'une manière ou d'une autre, cette question se joue en arrière-fond de la crise écologique dans laquelle nous sommes plongés et, pour cette raison, pourrait bien être la question déterminante du XXI^e siècle.

RÉFÉRENCES

- Abdalla, A. M., Hossain, S., Nisfindy, O. B., Azad, A. T., Dawood, M. et Azad, A. K. (2018). Hydrogen production, storage, transportation and key challenges with applications: A review. *Energy Conversion and Management*, 165, 602-627.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.03.088>
- Abramsky, K. (2010). Racing to “Save” the Economy and the Planet : Capitalist or Post-capitalist Transition to a Post-Petrol World? Dans K. Abramsky (dir.), *Sparking a worldwide energy revolution : social struggles in the transition to a post-petrol world* (p. 5-30). AK Press. <http://site.ebrary.com/id/10409145>.
- acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften et BDI. (2019). *Energieforschung in Asien Aktuelle Entwicklungen und, Empfehlungen für die deutsche Energieforschungspolitik*.
- acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften et BDI. (2020). *Wege in die Energiezukunft, Transformationspfade der Energiesysteme in internationaler Perspektive*.
- Adorno, T. W. (1978). *Dialectique négative*. Payot.
- Agora Energiewende, Stiftung 2° - Deutsche Unternehmer für Klimaschutz et Roland Berger GmbH. (2021, 22 février). *Klimaneutralität 2050: Was die Industrie jetzt von der Politik braucht, Ergebnis eines Dialogs mit Industrieunternehmen*. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020-09_DE-Call_for_Action_Industry/A-EW_204_Klimaneutralitaet-2050_Was-Industrie-von-Politik-braucht_WEB.pdf
- Allen, T. et Coffin, M. (2022, 23 juin). *Unburnable Carbon: Ten Years On, The financial markets are still enabling a carbon bubble*. <https://carbontracker.org/reports/unburnable-carbon-ten-years-on/>
- Altvater, E. (2007). The social and natural environment of fossil capitalism. Dans C. Leys, L. Panitch et B. Harriss-White (dir.), *Socialist register 2007 : coming to terms with nature* (p. 37-59). Fernwood Publishing.
- Amelang, S. (2016). *BMW, Daimler, and VW vow to fight in green transport revolution* *Clean Energy Wire*. Berlin.
- Amelang, S. (2017, 19 avril). *Operators to build offshore wind farms without support payments*. *Clean Energy Wire*. Récupéré le 10 novembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/news/operators-build-offshore-wind-farms-without-support-payments>
- Amelang, S. (2019). *Industry power prices in Germany: Extremely high – and low*. *Clean Energy Wire*. Récupéré le 28 novembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/industrial-power-prices-and-energiewende>

- Amelang, S. (2021, 19 février). *Volkswagen sells more electric cars than Tesla for first time – consultancy*. Clean Energy Wire. Récupéré le 9 janvier 2025 de <https://www.cleanenergywire.org/news/volkswagen-sells-more-electric-cars-tesla-first-time-consultancy>
- Amelang, S. (2023, 29 septembre). *Germany covers 52 percent of electricity consumption with renewables so far this year*. Clean Energy Wire. Récupéré le 18 décembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/news/germany-covers-52-percent-electricity-consumption-renewables-so-far-year>
- Angus, I. (2018). *Face à l'anthropocène : le capitalisme fossile et la crise du système terrestre* (N. Calvé, trad.). Écosociété.
- Aramendia, E., Brockway, P. E., Taylor, P. G., Norman, J. B., Heun, M. K. et Marshall, Z. (2024). Estimation of useful-stage energy returns on investment for fossil fuels and implications for renewable energy systems. *Nature Energy*. <https://doi.org/10.1038/s41560-024-01518-6>
- Asefi-Najafabady, S., Villegas-Ortiz, L. et Morgan, J. (2021). The failure of Integrated Assessment Models as a response to ‘climate emergency’ and ecological breakdown: the Emperor has no clothes. *Globalizations*, 18(7), 1178-1188. <https://doi.org/10.1080/14747731.2020.1853958>
- Aumercier, S. (2021). *Le mur énergétique du capital : contribution au problème des critères de dépassement du capitalisme du point de vue de la critique des technologies*. Crise & critique.
- Aykut, S. C. et Evrard, A. I. (2017). Une transition pour que rien ne change ? Changement institutionnel et dépendance au sentier dans les « transitions énergétiques » en Allemagne et en France. *Revue internationale de politique comparée*, 24(1), 17. <https://doi.org/10.3917/ripc.241.0017>
- Ayres, R. U. (1989). *Technological transformations and long waves*. International Institute for Applied Systems Analysis.
- Ayres, R. U. et Warr, B. (2009). *The economic growth engine*. Elgar.
- Baran, P. A. et Sweezy, P. M. (1979). *Le capitalisme monopoliste : Un essai sur la société industrielle américaine*. Maspéro.
- Baran, P. A. et Sweezy, P. M. (2012). Some theoretical implications. *Monthly Review*, 64(3). <https://monthlyreview.org/2012/07/01/some-theoretical-implications/>
- Bardin, L. (2013). *L'analyse de contenu*. Presses Universitaires de France.
- Battistoni, A. (2023). State, Capital, Nature: State Theory for the Capitalocene. Dans R. Hunter, R. Khachaturian et E. Nanopoulos (dir.), *Marxism and the Capitalist State: Towards a*

New Debate (p. 31-51). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-031-36167-8_2.

Bauman, Z. (2000). *Liquid modernity*. Polity Press.

Baumgartner, T. et Midttun, A. (dir.). (1987a). *The Politics of energy forecasting : a comparative study of energy forecasting in Western Europe and North America*. Oxford University Press.

Baumgartner, T. et Midttun, A. (1987b). The Socio-Political Context of Energy Forecasting. Dans T. Baumgartner et A. Midttun (dir.), *The Politics of energy forecasting : a comparative study of energy forecasting in Western Europe and North America* (p. 9-29). Oxford University Press.

Baxter, T. (2020). *Hydrogen cars won't overtake electric vehicles because they're hampered by the laws of science*. The Conversation. Récupéré le 5 décembre 2023 de <https://theconversation.com/hydrogen-cars-wont-overtake-electric-vehicles-because-theyre-hampered-by-the-laws-of-science-139899>

BCG et BDI. (2021a). *CLIMATE PATHS 2.0 A Program for Climate and Germany's Future Development, Summary of Findings*.

BCG et BDI. (2021b). *Klimapfade 2.0, Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft*.

BCG, Prognos et BDI. (2018). *Klimapfade für Deutschland*.

BDEW. (2023). *BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2023*. BDEW. Récupéré le 14 décembre 2023 de <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>

BDI. (2013). *Impulse für eine smarte Energiewende*.

BDI. (2014). *Versorgungssicherheit gewährleisten – umsichtig, umfassend und europäisch, Handlungsempfehlungen des BDI für das zukünftige Strommarktdesign*.

BDI. (2017a). *Handlungsempfehlungen der Deutschen Industrie für die 19. Wahlperiode des Deutschen Bundestages*.

BDI. (2017b). *Strukturelle Anforderungen der deutschen Industrie an das 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung*.

BDI. (2017c, 5 décembre). *Synthetische Kraftstoffe Rahmenbedingungen für Forschung und Markteinführung*.

BDI. (2018a). *BDI-Handlungsempfehlungen zur Studie „Klimapfade für Deutschland“*.

BDI. (2018b, novembre). *Internet der Energie – Künstliche Intelligenz aus der Sicht von Energie und Klima*.

- BDI. (2018c, 6 juillet). *Positionspapier der deutschen Industrie zum Aufbau von Rahmenbedingungen für die e-fuels-Technologien, "e-fuels – jetzt handeln und Chancen nutzen"*.
- BDI. (2018d). *Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve – KapResV*.
- BDI. (2019a, novembre). *Halbzeitbilanz der Bundesregierung*.
- BDI. (2019b). *Prioritäten der Industrie für die Nationale Wasserstoffstrategie*.
- BDI. (2020a). *Auf der Zielgeraden einer Nationalen Wasserstoffstrategie, Fünf Maßnahmen für den Markthochlauf*.
- BDI. (2020b, 29 janvier). *Für ein nachhaltiges und wettbewerbsfähiges Europa, Zur Mitteilung der Kommission: Der europäische Grüne Deal*.
- BDI. (2020c, 12 octobre). *Kabinettsfassung EEG-Novelle, Änderungsvorschläge für die parlamentarischen Beratungen*.
- BDI. (2020d). *Marktkonsultation der Bundesnetzagentur zur Regulierung von Wasserstoffnetzen*.
- BDI. (2021a). *Bewertung des Programmentwurfs der Freien Demokraten zur Bundestagswahl 2021*.
- BDI. (2021b). *Bewertung des Programmentwurfs zur Bundestagswahl 2021 von B90/Die Grünen*.
- BDI. (2021c, 15 avril). *Carbon Capture, Utilisation and Storage (CCUS), Anforderungen der deutschen Industrie an die Nutzung von Kohlenstoff im Kreislauf*.
- BDI. (2021d, mai). *Das Zukunftsprogramm der SPD*.
- BDI. (2021e, 27 janvier). *Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht (EnWG) Abschnitt 3b „Regulierung von Wasserstoffnetzen“*.
- BDI. (2021f). *Fünf-Punkte-Plan zur Energie- und Klimapolitik, Forderungen für die Koalitionsverhandlungen*.
- BDI. (2021g). *Handlungsempfehlungen zur Studie Klimapfade 2.0*.
- BDI. (2021h, 25 novembre). *Kommentierung des Koalitionsvertrags von SPD, Bündnis 90/Die Grünen und FDP*.
- BDI. (2021i). *Neue Energie für globale Partnerschaften? Grüner Wasserstoff als Chance für die Entwicklungszusammenarbeit*.

- BDI. (2021j, 12 mars). *Towards the 2030 reference architecture, Position Paper European Green Deal.*
- BDI. (2021k, août). *Wahlprogramm-Check zur Bundestagswahl 2021.*
- BDI. (2021l). *#WirMachen Energie und Klima.*
- BDI. (2021m, 20 octobre). *#WirMachen Zukunft Kommentierung des Sondierungsergebnisses von SPD, Bündnis90/Die Grünen und FDP.*
- BDI. (2022a). *10 Thesen für ein zukünftiges integriertes Energiesystem 2030.*
- BDI. (2022b). *Erfolgreiche Wirtschaft braucht effiziente Verfahren, Für eine schnelle Transformation von Industrie, Energie und Mobilität.*
- BDI. (2022c, 5 octobre). *#WirMachen Zukunft Prioritäten für die 20. Wahlperiode.*
- BDI. (2023a). *Anforderungen der Industrie an die Carbon Management Strategie.*
- BDI. (2023b, 14 juin). *Energieeffizienzgesetz, Kommentierung der Bundestags-Drucksache 20/6872 vom 17.05.2023.*
- BDI. (2023c). *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, Forderungen für einen schnellen Wasserstoff-Hochlauf.*
- BDI. (2023d). *Halbzeitbilanz der Bundesregierung.*
- BDI. (2023e, mai). *Wettbewerbsfähigkeit der Industrie, Positionpapier Energiepolitik.*
- BDI et Deutscher Industrie- und Handelskammertag. (2018). *EU-Strommarktdesign, Gemeinsame Empfehlungen des BDI und DIHK für den Trilog.*
- BDI, Deutscher Industrie- und Handelskammertag et Bundesvereinigung der Deutschen Arbeitgeberverbände. (2019). *Auswirkungen der Schließung von Kohlekraftwerken auf den deutschen Strommarkt.*
- BDI, Verband der Chemischen Industrie, Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft et Wirtschaftsvereinigung Metalle. (2022, 24 mai). *Verlängerung der Verordnung Abschaltbare Lasten, Industrielle Flexibilität weiterhin notwendig.*
- Beck, S. et Mahony, M. (2017). The IPCC and the politics of anticipation. *Nature Climate Change*, 7(5), 311-313. <https://doi.org/10.1038/nclimate3264>
- Beck, S. et Oomen, J. (2021). Imagining the corridor of climate mitigation – What is at stake in IPCC’s politics of anticipation? *Environmental Science & Policy*, 123, 169-178. <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2021.05.011>
- Berlan, A. I. (2021). *Terre et liberté : la quête d'autonomie contre le fantasme de délivrance.* La Lenteur.

- Bhandari, R. et Shah, R. R. (2021). Hydrogen as energy carrier: Techno-economic assessment of decentralized hydrogen production in Germany. *Renewable Energy*, 177, 915-931.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.05.149>
- Bindman, P. (2023, 15 février). *Canary in a (lignite) coal mine: How Lützerath became a symbol for Germany's addiction to coal*. Energy Monitor. Récupéré le 14 décembre 2023 de <https://www.energymonitor.ai/policy/canary-in-a-lignite-coal-mine-how-lutzerath-became-a-symbol-for-germanys-addiction-to-coal/>
- Blue, S., Shove, E. et Forman, P. (2020). Conceptualising flexibility: Challenging representations of time and society in the energy sector. *Time & Society*, 29(4), 923-944.
<https://doi.org/10.1177/0961463x20905479>
- BMUV. (2021). *GreenTech made in Germany 2021: Umwelttechnik-Atlas für Deutschland*. Berlin.
- BMWK. (2022a). *Climate Action in Figures, Germany's current emission trends and climate action measures 2022 edition*.
- BMWK. (2022b). *Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2021*.
- BMWK. (2022c). *Klimaschutz in Zahlen, Aktuelle Emissionstrends und Klimaschutzmaßnahmen in Deutschland – Ausgabe 2022*.
- BMWK. (2023a). *Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, NWS 2023*. Berlin.
- BMWK. (2023b, 1 août). *Rahmen für die Kraftwerksstrategie steht – wichtige Fortschritte in Gesprächen mit EU-Kommission zu Wasserstoffkraftwerken erzielt*.
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/08/20230801-rahmen-fuer-die-kraftwerksstrategie-steht.html>
- BMWK. (2023c). *Wasserstoffhochlauf erreicht neue Phase: Deutschland unterstützt gegenseitige Anerkennung von Normen für Wasserstoff*.
<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/12/20231205-wasserstoffhochlauf-erreicht-neue-phase.html>
- Boyer, D. (2015). Anthropology of Energy. Dans J. D. Wright (dir.), *International Encyclopedia of the Social & Behavioral Sciences* (2 éd., vol. 7, p. 621-625). Elsevier.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/B978-0-08-097086-8.99002-0>.
- Boyer, R. (2004). *Une théorie du capitalisme est-elle possible?* O. Jacob.
- Brand, U. (2012). Green Economy and Green Capitalism: Some Theoretical Considerations. *Journal für Entwicklungspolitik*, XXVIII(3), 118-137.
- Brand, U. et Wissen, M. (2013). Crisis and continuity of capitalist society-nature relationships: The imperial mode of living and the limits to environmental governance. *Review of*

- International Political Economy*, 20(4), 687-711.
<https://doi.org/10.1080/09692290.2012.691077>
- Brand, U. et Wissen, M. (2019). *The limits to capitalist nature : theorizing and overcoming the imperial mode of living*. Rowman & Littlefield International.
- Brand, U. et Wissen, M. (2021). *The imperial mode of living : everyday life and the ecological crisis of capitalism*. Verso.
- Brard, M. (2020). Livraisons urbaines en vélos-cargos : le Low-Tech au service de la transition écologique des villes. *La Pensée écologique*, 5(1), 10-10.
<https://doi.org/10.3917/lpe.005.0010>
- Brenner, R. et Glick, M. (1991). The Regulation Approach: Theory and History. *New Left Review*, 1(188), 45-119. <https://doi.org/10.64590/mq3>
- Breyer, C., Khalili, S., Bogdanov, D., Ram, M., Oyewo, A. S., Aghahosseini, A., Gulagi, A., Solomon, A. A., Keiner, D., Lopez, G., Ostergaard, P. A., Lund, H., Mathiesen, B. V., Jacobson, M. Z., Victoria, M., Teske, S., Pregger, T., Fthenakis, V., Raugei, M., Holttinen, H., Bardi, U., Hoekstra, A. et Sovacool, B. K. (2022). On the History and Future of 100% Renewable Energy Systems Research. *IEEE Access*, 10.
<https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3193402>
- Bridge, G., Barr, S., Bouzarovski, S., Bradshaw, M., Brown, E., Bulkeley, H. et Walker, G. (2018). *Energy and society : a critical perspective*. Routledge.
<https://www.taylorfrancis.com/books/9781351019026>
- Brockway, P. E., Owen, A., Brand-Correa, L. I. et Hardt, L. (2019). Estimation of global final-stage energy-return-on-investment for fossil fuels with comparison to renewable energy sources. *Nature Energy*, 4(7), 612-621. <https://doi.org/10.1038/s41560-019-0425-z>
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. (2022). *Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung*. Berlin : Bundesregierung.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe BGR. (2022, février). *BGR Energiestudie 2021 - Daten und Entwicklungen der deutschen und globalen Energieversorgung*. BGR.
- Bundesnetzagentur. (2023). *Abschaltbare Lasten*. Récupéré le 5 décembre 2023 de <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Netzengpassmanagement/Engpassmanagement/AbLaV/start.html>
- Bundesregierung. (2022a, 21 octobre). *Rede von Bundeskanzler Olaf Scholz zur Festveranstaltung der Deutschen Akademie der Technikwissenschaften am 18. Oktober 2022 in Berlin*. Récupéré le 28 novembre 2023 de <https://www.bundesregierung.de/breg-de/service/bulletin/rede-von-bundeskanzler-olafscholz-2137650>
- Bundesregierung. (2022b, 23 décembre). *“We’re tripling the speed of the expansion of renewable energies”*. Bundesregierung. Récupéré le 14 décembre 2023 de

<https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/amendment-of-the-renewables-act-2060448>

- Bundesregierung. (2023). *Gesetz zur Steigerung der Energieeffizienz in Deutschland (Energieeffizienzgesetz - EnEfG)*. Berlin.
- C. Petersen, A. (2023). Disciplines. Dans K. De Pryck et M. Hulme (dir.), *A critical assessment of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009082099>.
- C. Aykut, S. et Gaudillière, J.-P. (2022). Heurts et malheurs de la transition énergétique en Allemagne. Entretien avec Stefan C. Aykut. *Mouvements*, 109(1), 121-129. <https://doi.org/10.3917/mouv.109.0121>
- Candeias, M. (2012). *Green Transformation, competing strategic projects*. Rosa Luxembourg Foundation. Récupéré le 9 janvier 2025 de https://www.rosalux.de/fileadmin/rls_uploads/pdfs/Analysen/Analysis_Green_Transformation.pdf
- Capellán-Pérez, I., de Castro, C. et Arto, I. (2017). Assessing vulnerabilities and limits in the transition to renewable energies: Land requirements under 100% solar energy scenarios. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77, 760-782. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.03.137>
- Capellán-Pérez, I., de Castro, C. et González, L. J. M. (2019). *Dynamic Energy Return on Energy Investment (EROI) and material requirements in scenarios of global transition to renewable energies Energy Strategy Reviews* (vol. 26).
- Capellán-Pérez, I., Mediavilla, M., de Castro, C., Carpintero, Ó. et Miguel, L. J. (2015). More growth? An unfeasible option to overcome critical energy constraints and climate change. *Sustainability Science*, 10(3), 397-411. <https://doi.org/10.1007/s11625-015-0299-3>
- Carroll, W. K. (2021). *Regime of obstruction : how corporate power blocks energy democracy*. Athabasca University Press. <http://central.bac-lac.gc.ca/.redirect?app=damspub&id=da061967-00a0-4cc1-9b65-c5c7571bfa55>
- Carton, W. (2020). Carbon Unicorns and Fossil Futures, Whose Emission Reduction Pathways Is the IPCC Performing. Dans J. P. Sapinski, H. J. Buck et A. Malm (dir.), *Has It Come to This? The Promises and Perils of Geoengineering on the Brink* (p. 34-49). Rutgers University Press. <http://public.eblib.com/choice/PublicFullRecord.aspx?p=6403705>.
- Castree, N. (2004). *Spaces of work : global capitalism and the geographies of labour*. SAGE. <http://site.ebrary.com/id/10076770>
- Castree, N. (2009). The Spatio-temporality of Capitalism. *Time & Society*, 18(1), 26-61. <https://doi.org/10.1177/0961463x08099942>

- Chester, L. (2017). Rethinking Energy. Dans L.-P. Rochon et S. Rossi (dir.), *A Modern Guide to Rethinking Economics* (p. 337-357). Edward Elgar Publishing.
- Christophers, B. (2022a). Fossilised Capital: Price and Profit in the Energy Transition. *New Political Economy*, 27(1), 146-159. <https://doi.org/10.1080/13563467.2021.1926957>
- Christophers, B. (2022b). Taking Renewables to Market: Prospects for the After-Subsidy Energy Transition. *Antipode*, 54(5), 1519-1544.
- Christophers, B. (2024). *The price is wrong : why capitalism won't save the planet*. Verso.
- Climate Action Tracker. (2023, 5 septembre). *Germany*. Climate Action Tracker. Récupéré le 15 juillet 2024 de <https://climateactiontracker.org/countries/germany/>
- Cointe, B. (2023). Scenarios. Dans K. De Pryck et M. Hulme (dir.), *A critical assessment of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009082099>.
- Cointe, B. et Pottier, A. (2023). Understanding why degrowth is absent from mitigation scenarios. Modelling choices and practices in the IAM community. *Revue de la régulation*(35). <https://doi.org/10.4000/regulation.23034>
- Commission européenne. (2020, 8 juillet). *A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe*. Récupéré le 1 décembre 2023 de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>
- Commission européenne. (2021). *Questions et réponses relatives au paquet sur l'hydrogène et le gaz décarboné*. Bruxelles.
- Commission européenne. (2022). *Règlement délégué (UE) 2022/1214 de la Commission du 9 mars 2022 modifiant le règlement délégué (UE) 2021/2139 en ce qui concerne les activités économiques exercées dans certains secteurs de l'énergie et le règlement délégué (UE) 2021/2178 en ce qui concerne les informations à publier spécifiquement pour ces activités économiques*. Bruxelles : Journal officiel de l'Union européenne.
- Commun, P. (2023). Quel avenir pour le site industriel allemand ? *Allemagne d'aujourd'hui*, 246(4), 7-10. <https://doi.org/10.3917/all.246.0007>
- Connaissances des énergies. (2016, 11 août). *Qu'est-ce que le facteur de charge d'une unité de production électrique ?* Connaissances des énergies. Récupéré le 18 octobre 2023 de <https://www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/quest-ce-que-le-facteur-de-charge-dune-unite-de-production-electrique>
- Corbera, E., Calvet-Mir, L., Hughes, H. et Paterson, M. (2016). Patterns of authorship in the IPCC Working Group III report. *Nature Climate Change*, 6(1), 94-99. <https://doi.org/10.1038/nclimate2782>

- Corporate Europe Observatory. (2023, 3 octobre). *The dirty truth about the EU's hydrogen push*. Corporate Europe Observatory. Récupéré le 29 novembre 2023 de <https://corporateeurope.org/en/dirty-truth-about-EU-hydrogen-push>
- Cremonese, L., Mbungu, G. K. et Quitzow, R. (2023). The sustainability of green hydrogen: An uncertain proposition. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(51), 19422-19436. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.350>
- Cronon, W. (1997). *Nature's metropolis : Chicago and the Great West*. W.W. Norton.
- Cross, M. A. K. D. (2013). Rethinking epistemic communities twenty years later. *Review of International Studies*, 39(1), 137-160. <http://www.jstor.org/stable/23355680>
- Crow, J. M. (2019). Exporting sunshine. *New Scientist*, 242(3233), 20-21. [https://doi.org/10.1016/S0262-4079\(19\)31025-5](https://doi.org/10.1016/S0262-4079(19)31025-5)
- da Hora, L. et Jochum, M. (2020, 18 juin). Fondements et survie du capitalisme. *Terrains/Théories*, 11. <https://doi.org/https://doi-org.proxy.bibliotheques.uqam.ca/10.4000/teth.2548>
- Daggett, C. N. (2019). *The Birth of Energy: Fossil Fuels, Thermodynamics, and the Politics of Work*. Duke University Press.
- Dardot, P. et Laval, C. (2014). *Commun essai sur la révolution au XXIe siècle*. La Découverte.
- de Kleijne, K., Huijbregts, M. A. J., Knobloch, F., van Zelm, R., Hilbers, J. P., de Coninck, H. et Hanssen, S. V. (2024). Worldwide greenhouse gas emissions of green hydrogen production and transport. *Nature Energy*. <https://doi.org/10.1038/s41560-024-01563-1>
- De Pryck, K. (2022). Négocier la science du climat. Le rôle des États membres dans le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. *Critique internationale*, 95(2), 132-153. <https://doi.org/10.3917/crii.095.0134>
- De Pryck, K. et Hulme, M. (2023). *A critical assessment of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009082099>
- Debeir, J.-C., Deléage, J.-P. et Hémery, D. (2013). *Une histoire de l'énergie : les servitudes de la puissance*. Flammarion.
- Delair, M. et Pellerin-Carlin, T. (2021, septembre). *La transition énergétique allemande, bilan de 20 ans de choix politiques* (270). I. Delors. <https://institutdelors.eu/publications/la-transition-energetique-allemande/>
- dena. (2018). *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_denaLeitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf.

- Deshaies, M. (2014). Ambiguïtés et limites de la transition énergétique en Allemagne. *VertigO*, 14(3).
- Destatis Statistisches Bundesamt. (2023a). *Bedeutung der energieintensiven Industriezweige in Deutschland*. Récupéré le 18 décembre 2023 de <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/produktionsindex-energieintensive-branchen.html>
- Destatis Statistisches Bundesamt. (2023b). *Bruttostromerzeugung 2022*. Récupéré le 18 décembre 2023 de <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Grafik/Interaktiv/bruttostromerzeugung-erneuerbare-energien.html>
- Destatis Statistisches Bundesamt. (2023c, 20 septembre). *Floor area total according to types of use in Germany*. Récupéré le 22 novembre 2023 de <https://www.destatis.de/EN/Themes/Economic-Sectors-Enterprises/Agriculture-Forestry-Fisheries/Land-Use/Tables/areas-new.html>
- Deutscher Industrie- und Handelskammer. (2023, 30 mars). *Wohlstandsverluste durch das geplante Energieeffizienzgesetz? Gesetzlich festgelegte Einsparziele könnten laut DIHK das BIP schrumpfen lassen*. Récupéré le 12 décembre 2023 de <https://www.dihk.de/de/wohlstandsverluste-durch-das-geplante-energieeffizienzgesetz--93004>
- Di Muzio, T. (2015). *Carbon capitalism : power, social reproduction and world order*. Rowman & Littlefield International. <http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&db=nlabk&AN=1061634>
- Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas, BDI, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft et Deutscher Industrie- und Handelskammertag. (2020, avril). *Auf dem Weg zu einem wettbewerblichen Wasserstoffmarkt, Gemeinsamer Verbändevorschlag zur Anpassung des Rechtsrahmens für Wasserstoffnetze*.
- Diefenbacher, H. et Johnson, J. (1987). Energy Forecasting in West Germany : Confrontation and Convergence. Dans T. Baumgartner et A. Midttun (dir.), *The Politics of energy forecasting : a comparative study of energy forecasting in Western Europe and North America* (p. 61-84). Oxford University Press.
- Diesendorf, M. et Wiedmann, T. (2020). Implications of Trends in Energy Return on Energy Invested (EROI) for Transitioning to Renewable Electricity. *Ecological Economics*, 176, 106726. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2020.106726>
- Dietz, K. (2024). Global Energy Transitions and Green Extractivism. Dans M. Lang, M. A. Manahan et B. M. Bringel (dir.), *The geopolitics of green colonialism : global justice and eco-social transitions*. Pluto Press. <https://public.ebookcentral.proquest.com/choice/PublicFullRecord.aspx?p=31191498>.

- Donev, J. (2014). *Energy Density*. Energy Education. Récupéré le 15 août 2024 de https://www.energyeducation.ca/encyclopedia/Energy_density
- Dooley, K., Christoff, P. et Nicholas, K. A. (2018). Co-producing climate policy and negative emissions: trade-offs for sustainable land-use. *Global Sustainability*, 1, e3. <https://doi.org/10.1017/sus.2018.6>
- Dorninger, C., Hornborg, A., Abson, D. J., von Wehrden, H., Schaffartzik, A., Giljum, S., Engler, J.-O., Feller, R. L., Hubacek, K. et Wieland, H. (2021). Global patterns of ecologically unequal exchange: Implications for sustainability in the 21st century. *Ecological Economics*, 179. <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2020.106824>
- Douai, A. (2017). Ecological marxism and ecological economics. Dans C. Spash (dir.), *Routledge handbook of ecological economics : nature and society* (p. 57-66). Routledge.
- Douai, A. et Plumecocq, G. (2017). *L'économie écologique*. La Découverte.
- Downie, C. (2020). Strategies for Survival: The International Energy Agency's response to a new world. *Energy Policy*, 141. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111452>
- Dunlap, A. (2021). End the 'Green' Delusions: Industrial-Scale Renewable Energy is Fossil Fuel+. Dans S. Böhm et S. Sullivan (dir.), *Negotiating climate change in crisis*. Open book Publishers. <https://www.openbookpublishers.com/product/1488>.
- Dunlap, A. et Marin, D. (2022). Comparing coal and 'transition materials'? Overlooking complexity, flattening reality and ignoring capitalism. *Energy Research & Social Science*, 89, 102531. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102531>
- Dunlap, X. (2024). *This system is killing us : land grabbing, the green economy & ecological conflict*. Pluto Press.
- Eberhardt, P. (2023, mars). *Germany's great hydrogen race, The corporate perpetuation of fossil fuels, energy colonialism and climate disaster*. Corporate Europe Observatory. https://corporateeurope.org/sites/default/files/2023-03/Germany%E2%80%99sGreatHydrogenRace_CEO.2023.pdf
- Eckhouse, B., Morison, R., Mathis, W., Wade, W. et Warren, H. (2020, 30 novembre). The New Energy Giants are Renewables. *Bloomberg Green*. <https://www.bloomberg.com/graphics/2020-renewable-energy-supermajors/>
- Egeland-Eriksen, T., Hajizadeh, A. et Sartori, S. (2021). Hydrogen-based systems for integration of renewable energy in power systems: Achievements and perspectives. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(63), 31963-31983. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.06.218>
- Electricity Consumers Resource Council. (2004, 9 février). *The Economic Impacts of the August 2003 Blackout*. Récupéré le 9 janvier 2025 de <https://www.elcon.org/wp-content/uploads/Economic20Impacts20of20August20200320Blackout1.pdf>

- Ember et Energy Institute. (2024). *Share of electricity generated by nuclear power*. Our World in Data. Récupéré le 10 juillet 2024 de <https://ourworldindata.org/grapher/share-electricity-nuclear?tab=chart>
- Eurostat. (2023). *National accounts and GDP*. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=National_accounts_and_GDP#Gross_value_added_in_the_EU_by_economic_activity
- Evans, S. et Hausfather, Z. (2018). *Q&A: How 'integrated assessment models' are used to study climate change*. Carbon Brief. Récupéré le 26 mars 2024 de <https://www.carbonbrief.org/qa-how-integrated-assessment-models-are-used-to-study-climate-change/>
- Evenden, M. et Peyton, J. (2016). Hydroelectricity. Dans R. W. Sandwell (dir.), *Powering up Canada : a history of power, fuel, and energy from 1600* (p. 251-273). McGill-Queen's University Press.
- Evenden, M. D. (2015). *Allied power : mobilizing hydro-electricity during Canada's Second World War*. University of Toronto Press. <https://www.deslibris.ca/ID/450113>
- Everall, J. et Ueckerdt, F. (2021). *Electrolyser CAPEX and efficiency data for: Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation*. Zenodo. <https://doi.org/https://doi.org/10.5281/zenodo.4619892>
- Eyl-Mazzega, M.-A. et Salles, A. (2019). Marc-Antoine Eyl-Mazzega, directeur de l'énergie auprès de l'IFRI, sur la question de la dépendance énergétique de l'Allemagne. *Allemagne d'aujourd'hui*, 227(1), 56-65. <https://doi.org/10.3917/all.227.0056>
- Federal Foreign Office. (2023, 24 juillet). *Germany as an industrialised country – the main facts*. Deutschland.de, Fazit Communication GmbH. Récupéré le 18 décembre 2023 de <https://www.deutschland.de/en/topic/business/germanys-industry-the-most-important-facts-and-figures>
- Feola, G. (2020). Capitalism in sustainability transitions research: Time for a critical turn? *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 35, 241-250. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.eist.2019.02.005>
- Fernandes, S. (2024). “Just” Means “Just” Everywhere: How Extractivism Stands in the Way of an Internationalist Paradigm for Just Transitions. *International Journal of Politics, Culture, and Society*, 1-19. <https://doi.org/10.1007/s10767-024-09475-4>
- Ferris, N. (2024, 26 février). *How clean cooking has 'moved to the top of the energy agenda'*. Energy Monitor. Récupéré le 8 mars 2024 de <https://www.energymonitor.ai/policy/just-transition/how-clean-cooking-has-moved-to-the-top-of-the-energy-agenda/>
- Fischbach, F. (2009). *Sans objet : capitalisme, subjectivité, aliénation*. J. Vrin.
- Fischbach, F. (2011). *La privation de monde : temps, espace et capital*. J. Vrin.

- Fischer-Kowalski, M. et Haberl, H. (2007). *Socioecological transitions and global change : trajectories of social metabolism and land use*. Edward Elgar.
- Florini, A. (2011). The International Energy Agency in Global Energy Governance. *Global Policy*, 2, 40-50. <https://doi.org/10.1111/j.1758-5899.2011.00120.x>
- Folkers, A. (2021). Fossil modernity: The materiality of acceleration, slow violence, and ecological futures. *Time & Society*, 30(2), 223-246. <https://doi.org/10.1177/0961463x20987965>
- Foster, J. B. (2011). The Ecology of Marxian Political Economy. *Monthly Review*, 63(4). <https://monthlyreview.org/2011/09/01/the-ecology-of-marxian-political-economy/#en26>
- Foster, J. B., Clark, B. et York, R. (2011). *The Ecological Rift : Capitalism's War on the Earth*. Monthly Review Press.
- Fouquet, R. (2016). Historical energy transitions: Speed, prices and system transformation. *Energy Research & Social Science*, 22, 7-12. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.08.014>
- Fraser, N. (2014). Behind Marx's hidden abode : for an expanded conception of capitalism. *New left review.*, 86, 55-72.
- Fraser, N. (2016a). Contradictions of capital and care. *New Left Review*, 100, 99-117.
- Fraser, N. (2016b). Expropriation and Exploitation in Racialized Capitalism: A Reply to Michael Dawson. *Critical Historical Studies*, 3(1), 163-178.
- Fraser, N. (2021). Climates of Capital. *New Left Review*(127), 94-127.
- French, D. (2017). *When they hid the fire : a history of electricity and invisible energy in America*. University of Pittsburgh Press. <http://site.ebrary.com/id/11361154>
- Fressoz, J.-B. (2024). *Sans transition : une nouvelle histoire de l'énergie*. Seuil.
- Galbraith, J. K. (1978). *Le nouvel état industriel. Essai sur le système économique américain*. (3^e éd.; M. Le Nan et J. L. Cremieux-Brilhac, trad.). Gallimard.
- Gauthier, B. (2009). *Recherche sociale : de la problématique à la collecte des données* (5^e éd.). Presses de l'Université du Québec.
- Geels, F. W. (2014). Regime Resistance against Low-Carbon Transitions: Introducing Politics and Power into the Multi-Level Perspective. *Theory, Culture & Society*, 31(5), 21-40. <https://doi.org/10.1177/0263276414531627>
- Georgescu-Roegen, N. (1995 [1979]). *La décroissance, entropie - écologie - économie* (Les classiques des sciences sociales éd.; J. Grinevald et I. Rens, trad.). Éditions Sang de la terre. <https://doi.org/10.1522/cla.gen.dec>

- Gerhardt, N., Bard, J., Schmitz, R., Beil, M., Pfennig, M. et Kneiske, T. (2020). *Wasserstoff im zukünftigen. Energiesystem: Fokus Gebäudewärme*.
https://www.iee.fraunhofer.de/content/dam/iee/energiesystemtechnik/de/Dokumente/Studien-Reports/FraunhoferIEE_Kurzstudie_H2_Gebaeudewaerme_Final_20200529.pdf
- GIEC. (2018). *Appendice A des Principes régissant les travaux du GIEC, Procédures à suivre pour l'élaboration, l'examen, l'acceptation, l'adoption, l'approbation et la publication des rapports du GIEC*. https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/09/ipcc-principles-appendix-a-final_fr.pdf
- Global Petrol Prices. (2023). *Electricity prices*. Récupéré le 29 novembre 2023 de https://www.globalpetrolprices.com/electricity_prices/
- Glucina, M. D. et Mayumi, K. (2010). Connecting thermodynamics and economics : Well-lit roads and burned bridges. *Annals of the New York Academy of Sciences*, 1185(1), 11-29.
<https://doi.org/10.1111/j.1749-6632.2009.05166.x>
- Gochermann, J. (2021). German Industry has embraced the Energy Transition. *IEAA Energy Forum*, 7-10.
- Görg, C. (2011). Societal Relationships with Nature : A Dialectical Approach to Environmental Politics. Dans A. Biro (dir.), *Critical Ecologies : The Frankfurt School and Contemporary Environmental Crises* (p. 43-72). University of Toronto Press.
<https://brad.idm.oclc.org/login?url=https://doi.org/10.3138/9781442661660>.
- Göss, S. et Schuldt, H. (2021, 20 juillet). *Comparing four Carbon Removal scenarios (IPCC, IEA, McKinsey, NGFS) and policy implications*. Energypost.eu. Récupéré le 15 juillet 2024 de <https://energypost.eu/comparing-four-carbon-removal-scenarios-ipcc-iea-mckinsey-ngfs-and-policy-implications/>
- Graaf, T. v. d. et Sovacool, B. K. (2020). *Global energy politics*. Polity Press.
- Graham, N. et Carroll, W. K. (2022). Climate breakdown: From fossil capitalism to climate capitalism (and beyond?). Dans G. Albo, A. Saad-Filho et N. Aschoff (dir.), *Socialist Register 2023* (vol. 59, p. 25-46). Fernwood Publishing.
- Gras, A. (2003). *Fragilité de la puissance. Se libérer de l'emprise technologique*. Fayard.
- Gross, S. G. (2023). *Energy and Power : Germany in the age of oil, atoms, and climate change*. Oxford University Press.
- Grubler, A., Wilson, C., Bento, N., Boza-Kiss, B., Krey, V., McCollum, D. L., Rao, N. D., Riahi, K., Rogelj, J., De Stercke, S., Cullen, J., Frank, S., Fricko, O., Guo, F., Gidden, M., Havlik, P., Huppmann, D., Kiesewetter, G., Rafaj, P., Schoepp, W. et Valin, H. (2018). A low energy demand scenario for meeting the 1.5 °C target and sustainable development goals without negative emission technologies. *Nature Energy*, 3(6), 515-527.
<https://doi.org/10.1038/s41560-018-0172-6>

- Grünewald, P. et Torriti, J. (2013, octobre). Demand response from the non-domestic sector: Early UK experiences and future opportunities. *Energy Policy*, 61, 423-429. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.051>
- Haas, P. M. (1992). Introduction: Epistemic Communities and International Policy Coordination. *International Organization*, 46(1), 1-35.
- Haas, T. (2017). *Die politische Ökonomie der Energiewende : Deutschland und Spanien im Kontext multipler Krisendynamiken in Europa*. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-658-17319-7>
- Haas, T. (2019a). Comparing energy transitions in Germany and Spain using a political economy perspective. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 31, 200-210. <https://doi.org/10.1016/j.eist.2018.11.004>
- Haas, T. (2019b). Struggles in European Union energy politics: A gramscian perspective on power in energy transitions. *Energy Research & Social Science*, 48, 66-74. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.09.011>
- Haas, T. (2020). From Green Energy to the Green Car State? The Political Economy of Ecological Modernisation in Germany. *New Political Economy*, 26(4), 660-673. <https://doi.org/10.1080/13563467.2020.1816949>
- Haas, T., Herberg, J. et Löw-Beer, D. (2022). From carbon democracy to post-fossil capitalism? The German coal phase-out as a crossroads of sustainability politics. *Sustainability: Science, Practice and Policy*, 18(1), 384-399. <https://doi.org/10.1080/15487733.2022.2069542>
- Haas, T. et Sander, H. (2016). Shortcomings and Perspectives of the German Energiewende. *Socialism and Democracy*, 30(2), 121-143. <https://doi.org/10.1080/08854300.2016.1183996>
- Haas, T., Syrovatka, F. et Jürgen, I. (2022). The European Green Deal and the limits of ecological modernisation. *Culture, Practice & Europeanization*, 7(2), 247-261. <https://doi.org/10.5771/2566-7742-2022-2-247>
- Haberl, H., Wiedenhofer, D., Pauliuk, S., Krausmann, F., Müller, D. B. et Fischer-Kowalski, M. (2019). Contributions of sociometabolic research to sustainability science. *Nature Sustainability*, 2(3), 173-184. <https://doi.org/10.1038/s41893-019-0225-2>
- Haberl, H., Wiedenhofer, D., Virág, D., Kalt, G., Plank, B., Brockway, P., Fishman, T., Hausknost, D., Krausmann, F., Leon-Gruchalski, B., Mayer, A., Pichler, M., Schaffartzik, A., Sousa, T., Streeck, J. et Creutzig, F. (2020). A systematic review of the evidence on decoupling of GDP, resource use and GHG emissions, part II: synthesizing the insights. *Environmental Research Letters*, 15(6), 065003. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ab842a>

- Häfner, D. et Haas, T. (2022). Das Narrativ des »Blackouts« – diskursive Transformationsschmerzen des fossil-atomaren Systems. Dans *Umkämpfte Zukunft : Zum Verhältnis von Nachhaltigkeit, Demokratie und Konflikt* (p. 203-216). <https://doi.org/10.1515/9783839463000-011>.
- Hall, C. A. S., Balogh, S. et Murphy, D. J. R. (2009). What is the Minimum EROI that a Sustainable Society Must Have? *Energies*, 2(1), 25-47. <https://www.mdpi.com/1996-1073/2/1/25>
- Hall, C. A. S. et Klitgaard, K. (2018). *Energy and the Wealth of Nations : An Introduction to Biophysical economics*. Springer International Publishing.
- Hansen, T. A. (2022). Stranded assets and reduced profits: Analyzing the economic underpinnings of the fossil fuel industry's resistance to climate stabilization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 158, 112144. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112144>
- Harvey, D. (1976). Labor, Capital, and Class Struggle around the Built Environment in Advanced Capitalist Societies. *Politics & Society*, 6(3), 265-295. <https://doi.org/10.1177/003232927600600301>
- Harvey, D. (2018a). *Géographie de la domination : capitalisme et production de l'espace* (N. Vieillescazes et C. c. Gintrac, trad.). Éditions Amsterdam.
- Harvey, D. (2018b). *The Limits to Capital* (2^e éd.). Verso.
- Hausman, W. J., Hertner, P. et Wilkins, M. (2008). *Global electrification : multinational enterprise and international finance in the history of light and power, 1878-2007*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511512131>
- Heffron, R., Körner, M.-F., Wagner, J., Weibelzahl, M. et Fridgen, G. (2020). Industrial demand-side flexibility: A key element of a just energy transition and industrial development. *Applied Energy*, 269, 115026. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115026>
- Heinberg, R. et Fridley, D. (2019). *Un futur renouvelable : tracer les contours de la transition énergétique*. Écosociété.
- Henaway, M. (2023). *Essential work, disposable workers : migration, capitalism, and class*. Fernwood Publishing.
- Hickel, J. et Kallis, G. (2020). Is Green Growth Possible? *New Political Economy*, 25(4), 469-486. <https://doi.org/10.1080/13563467.2019.1598964>
- Hickel, J. et Sullivan, D. (2024). How much growth is required to achieve good lives for all? Insights from needs-based analysis. *World Development Perspectives*, 35, 100612. <https://doi.org/10.1016/j.wdp.2024.100612>
- Hirschhorn, M. (1999). Type-idéal (idéaltipe). Dans A. Akoun et P. Ansart (dir.), *Dictionnaire de sociologie* (p. 550). Le Robert. Seuil.

- Hoppe, R., Wesselink, A. et Cairns, R. (2013). Lost in the problem: the role of boundary organisations in the governance of climate change. *WIREs Climate Change*, 4(4), 283-300. <https://doi.org/10.1002/wcc.225>
- Hornborg, A. (1998). Towards an ecological theory of unequal exchange: articulating world system theory and ecological economics. *Ecological Economics*, 25(1), 127-136.
- Hornborg, A. (2013). Technology as Fetish: Marx, Latour, and the Cultural Foundations of Capitalism. *Theory, Culture & Society*, 31(4), 119-140. <https://doi.org/10.1177/0263276413488960>
- Hornborg, A. (2014). Ecological economics, Marxism, and technological progress : Some explorations of the conceptual foundations of theories of ecologically unequal exchange. *Ecological Economics*, 105(2), 11-18.
- Hornborg, A. (2016). Post-Capitalist Ecologies: Energy, “Value” and Fetishism in the Anthropocene. *Capitalism Nature Socialism*, 27(4), 61-76. <https://doi.org/10.1080/10455752.2016.1196229>
- Hornborg, A. (2019). *Nature, society, and power in the anthropocene : unraveling the money-energy-technology complex*. Cambridge University Press.
- Huber, M. (2009). Energizing historical materialism: Fossil fuels, space and the capitalist mode of production. *Geoforum.*, 40(1), 105-115.
- Huber, M. (2013). *Lifeblood : oil, freedom, and forces of capital*. University of Minnesota Press.
- Huber, M. (2015). Theorizing Energy Geographies. *Geography Compass*, 9(6), 327-338. <https://doi.org/10.1111/gec3.12214>
- Huber, M. (2022). *Climate change as class war : building socialism on a warming planet*. Verso.
- Huber, M. et McCarthy, J. (2017). Beyond the subterranean energy regime? Fuel, land use and the production of space. *Transactions of the Institute of British Geographers*, 42(4), 655-668.
- Huber, M. et Stafford, F. (2023). Socialist Politics and the Electricity Grid. *Catalyst*, 6(4). <https://catalyst-journal.com/2023/03/socialist-politics-and-the-electricity-grid>
- Hughes, H. (2023). Governments. Dans K. De Pryck et M. Hulme (dir.), *A critical assessment of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009082099>.
- Hughes, H. R. et Paterson, M. (2017). Narrowing the Climate Field: The Symbolic Power of Authors in the IPCC's Assessment of Mitigation. *Review of Policy Research*, 34(6), 744-766. <https://doi.org/10.1111/ropr.12255>

- Hughes, T. P. (1983). *Networks of power : electrification in Western society, 1880-1930*. The Johns Hopkins University Press.
- Hulme, M. (2011). Reducing the Future to Climate: A Story of Climate Determinism and Reductionism. *Osiris*, 26(1), 245-266. <https://doi.org/10.1086/661274>
- Hulme, M. (2016). 1.5 °C and climate research after the Paris Agreement. *Nature Climate Change*, 6(3), 222-224. <https://doi.org/10.1038/nclimate2939>
- Humair, C. (2020). Les villes suisses résistent à la vapeur. Dans F. Jarrige et A. Vrignon (dir.), *Face à la puissance : une histoire des énergies alternatives à l'âge industriel* (p. 158-170). La Découverte.
- Hund, K., La Porta, D., P.Fabregas, T., Laing, T. et Drexhage, J. (2020). *Minerals for Climate Action: The Mineral Intensity of the Clean Energy Transition*. <https://pubdocs.worldbank.org/en/961711588875536384/Minerals-for-Climate-Action-The-Mineral-Intensity-of-the-Clean-Energy-Transition.pdf>
- Hyphen Hydrogen Energy Ltd. (2023). *Projects*. Récupéré le 29 novembre 2023 de <https://hyphenafrika.com/projects/>
- Idel, R. (2022). Levelized Full System Costs of Electricity. *Energy*, 259, 124905. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.124905>
- IEA. (2019, 30 juin 2020). *Share of total final consumption (TFC) by sector, World 1990-2017* [Graphique]. International Energy Agency. Récupéré le 9 janvier 2025 de [https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20consumption&indicator=Share%20of%20total%20final%20consumption%20\(TFC\)%20by%20sector](https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Energy%20consumption&indicator=Share%20of%20total%20final%20consumption%20(TFC)%20by%20sector)
- IEA. (2020). *World Energy Investment 2020*. International Energy Agency. Récupéré le 9 janvier 2025 de <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2020>
- IEA. (2021a). *Net Zero by 2050 : A roadmap for the global energy system*. International Energy Agency. Récupéré le 6 septembre 2023 de https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf
- IEA. (2021b). *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*. Récupéré le 7 septembre 2023 de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ffd2a83b-8c30-4e9d-980a-52b6d9a86fdc/TheRoleofCriticalMineralsinCleanEnergyTransitions.pdf>
- IEA. (2023a). *Global Energy and Climate Model - Documentation 2023*. IEA. Récupéré le 9 janvier 2025 de <https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model>
- IEA. (2023b). *Net Zero by 2050 : A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach*. Récupéré le 10 octobre 2023 de https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf

- IEA. (2023c). *World Energy Balances 2023, Database documentation*. Récupéré le 7 janvier 2024 de https://iea.blob.core.windows.net/assets/0acb1453-1221-421b-9131-632ce71a4c1a/WORLDBAL_Documentation.pdf
- IEA. (2024, Mars 2024). *CO2 Emissions in 2023, A new record high, but is there light at the end of the tunnel?* <https://iea.blob.core.windows.net/assets/33e2badc-b839-4c18-84ce-f6387b3c008f/CO2Emissionsin2023.pdf>
- IEA Governing Board. (2024, 14 février). *Communique of the 287th Meeting (2024) of the IEA Governing Board at Ministerial Level*. IEA. <https://www.iea.org/news/2024-iea-ministerial-communique>
- Illich, I. (2009). The Social Construction of Energy. *New Geographies*, 2, 13-18.
- IPCC WGIII. (2022). *Climate change 2022 : mitigation of climate change : Working Group III Contribution to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-working-group-3/>
- Izoard, C. (2024). *La ruée minière au XXIe siècle*. Éditions de la rue Dorion.
- Jarrige, F. (2014). *Technocritiques. Du refus des machines à la contestation des technosciences*. La Découverte.
- Jarrige, F. et Vrignon, A. (2020). *Face à la puissance : une histoire des énergies alternatives à l'âge industriel*. La Découverte.
- Jessop, B. (2007). *State power : a strategic-relational approach*. Polity.
- Kakoulaki, G., Kougiass, I., Taylor, N., Dolci, F., Moya, J. et Jäger-Waldau, A. (2021). Green hydrogen in Europe – A regional assessment: Substituting existing production with electrolysis powered by renewables. *Energy Conversion and Management*, 228, 113649. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2020.113649>
- Keppo, I., Butnar, I., Bauer, N., Caspani, M., Edelenbosch, O., Emmerling, J., Fragkos, P., Guivarch, C., Harmsen, M., Lefèvre, J., Le Gallic, T., Leimbach, M., McDowall, W., Mercure, J. F., Schaeffer, R., Trutnevyte, E. et Wagner, F. (2021). Exploring the possibility space: taking stock of the diverse capabilities and gaps in integrated assessment models. *Environmental Research Letters*, 16(5), 053006. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abe5d8>
- Khan, F. M. N. U., Rasul, M. G., Sayem, A. S. M. et Mandal, N. (2023). Maximizing energy density of lithium-ion batteries for electric vehicles: A critical review. *Energy Reports*, 9, 11-21. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.08.069>
- Kinch, D. (2021, 22 juin). *Metal, steel production must relocate near renewable energy to decarbonize: Forum*. SPG Global,. Récupéré le 1^{er} décembre 2023 de <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest->

[news/metals/062221-metal-steel-production-must-relocate-near-renewable-energy-to-decarbonize-forum](https://www.bcg.com/fr/fr/news/metals/062221-metal-steel-production-must-relocate-near-renewable-energy-to-decarbonize-forum)

- Klein, N. (2015). *Tout peut changer : Capitalisme et changement climatique*. Lux.
- Klose, F., Kofluk, M., Lehrke, S. et Rubner, H. (2010). *Toward a Distributed-Power World, Renewables and Smart Grids Will Reshape The Energy Sector*. The Boston Consulting Group. Récupéré le 9 janvier 2025 de https://web-assets.bcg.com/img-src/BCG_Toward_Distributed-Power_World_Jun_2010_tcm9-117376.pdf
- Koch, M. (2017). Humain induced climate change from a political economy perspective. Dans C. Spash (dir.), *Routledge handbook of ecological economics : nature and society* (p. 436-444). Routledge.
- Krane, J. et Idel, R. (2021). More transitions, less risk: How renewable energy reduces risks from mining, trade and political dependence. *Energy Research & Social Science*, 82, 102311. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102311>
- Kuhn, T. (1969). Energy conservation as an example of simultaneous discovery. Dans M. Claget (dir.), *Critical Problems in the History of Science* (p. 321-356). The University of Wisconsin Press.
- Kunz, F., Reitz, F., von Hirschhausen, C. et Wealer, B. (2018). Nuclear Power: Effects of Plant Closures on Electricity Markets and Remaining Challenges. Dans C. von Hirschhausen, C. Gerbaulet, C. Kemfert, C. Lorenz et P.-Y. Oei (dir.), *Energiewende "Made in Germany": Low Carbon Electricity Sector Reform in the European Context* (p. 117-140). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-319-95126-3_5.
- Kurmayer, N. J. (2022, 2 février). *L'industrie allemande remporte une victoire dans la taxonomie européenne*. Euractiv. Récupéré le 5 décembre 2023 de <https://www.euractiv.fr/section/climat/news/lindustrie-allemande-remporte-une-victoire-dans-la-taxonomie-europeenne/>
- Kurmayer, N. J. (2023, 26 juillet). *Germany commits to 'blue hydrogen' in updated national strategy*. Récupéré le 5 décembre 2023 de <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/germanys-updated-hydrogen-strategy-new-commitment-to-fossil-based-hydrogen/>
- Kyllman, C. (2022). *German coal region brings phase-out forward to 2030 but refires lignite short-term*. Clean Energy Wire. Récupéré le 14 décembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/news/german-coal-region-brings-coal-phase-out-forward-2030-refires-lignite-short-term>
- Kyllman, C. (2023, 18 octobre). *Germany wants to ensure more green electricity is "used instead of curtailed" – media*. Clean Energy Wire. Récupéré le 14 décembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/news/germany-wants-ensure-more-green-electricity-used-instead-curtailed-media>

- Kyllman, C. et Wehrmann, B. (2023, 13 décembre). *Scholz's government cuts climate fund by 45 bln euros by 2027 in response to debt brake ruling*. Clean Energy Wire. Récupéré le 14 décembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/news/scholz-s-government-cuts-climate-fund-45-bln-euros-2027-response-debt-brake-ruling>
- Lang, M., Manahan, M. A. et Bringel, B. M. (2024). *The geopolitics of green colonialism : global justice and eco-social transitions*. Pluto Press.
- Lanthier, P. (2012). Les transitions énergétiques du point de vue de la consommation. Dans Y. Bouvier (dir.), *Les défis énergétiques du XXI siècle : Transition, concurrence et efficacité au prisme des sciences humaines* (p. 11-22). P.I.E Peter Lang.
- Lapavitsas, C. (2013). *Profiting without producing : how finance exploits us all*. Verso.
- Lavoie, M. (2009). *Introduction to post-Keynesian economics*. Palgrave Macmillan.
- Le Berre, A. (2023). L'industrie électrique allemande et la crise énergétique. *Allemagne d'aujourd'hui*, 246(4), 45-56. <https://doi.org/10.3917/all.246.0045>
- Legault, F. d. r., Theurillat-Cloutier, A. et Savard, A. (2021). *Pour une écologie du 99% : 20 mythes à déboulonner sur le capitalisme*. Écosociété.
- Leinauer, C., Schott, P., Fridgen, G., Keller, R., Ollig, P. et Weibelzahl, M. (2022). Obstacles to demand response: Why industrial companies do not adapt their power consumption to volatile power generation. *Energy Policy*, 165, 112876. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112876>
- Leiren, M. D. et Reimer, I. (2018). Historical institutionalist perspective on the shift from feed-in tariffs towards auctioning in German renewable energy policy. *Energy Research & Social Science*, 43, 33-40. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.05.022>
- Lepesant, G. (2022). Vers une transition énergétique allemande adossée aux énergies renouvelables et au gaz ? *Allemagne d'aujourd'hui*, 239(1), 89-99. <https://doi.org/10.3917/all.239.0089>
- Lessenich, S. (2019). *À côté de nous le déluge : la société d'externalisation et son prix*. Écosociété.
- Levinson, M. (2016). *The box : how the shipping container made the world smaller and the world economy bigger*. Princeton University Press.
- Lewis, A. (2021). Pollution from hydrogen fuel could widen inequality [Letter to the editor Brief article]. *Nature*, 595, 353. <https://link-gale-com.proxy.bibliotheques.uqam.ca/apps/doc/A668389802/CPI?u=mont47771&sid=bookmark-CPI&xid=06741fa8>

- Lidskog, R. et Sundqvist, G. (2023). Political context. Dans K. De Pryck et M. Hulme (dir.), *A critical assessment of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009082099>.
- Linquiti, P. D. et Cogswell, N. (2016). The Carbon Ask: effects of climate policy on the value of fossil fuel resources and the implications for technological innovation. *Journal of Environmental Studies and Sciences*, 6, 662-676.
- Livet, A. (2023). Fin de l'ère nucléaire : quel horizon énergétique se profile en Allemagne ? *Allemagne d'aujourd'hui*, 246(4), 33-44. <https://doi.org/10.3917/all.246.0033>
- Lohmann, L. (2010). Commerce du carbone, justice et ignorance. *Écologie & politique*, 39(1), 135-145. <https://doi.org/10.3917/ecopo.039.0135>
- Lohmann, L. (2020). *Bioenergy, Thermodynamics and Inequalities*. The Corner House. Récupéré le 9 janvier 2021 de <http://www.thecornerhouse.org.uk/sites/thecornerhouse.org.uk/files/THERMODYNAMICS-BIOENERGY%2005-03-20.pdf>
- Lohmann, L. et Hildyard, N. (2014). *Energy, Work and Finance*. The Corner House. Récupéré le 9 juin 2021 de <http://www.thecornerhouse.org.uk/sites/thecornerhouse.org.uk/files/EnergyWorkFinance%20%282.57MB%29.pdf>
- Lund, J. F., Markusson, N., Carton, W. et Buck, H. J. (2023). Net zero and the unexplored politics of residual emissions. *Energy Research & Social Science*, 98. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2023.103035>
- Lund, P. D., Lindgren, J., Mikkola, J. et Salpakari, J. (2015). Review of energy system flexibility measures to enable high levels of variable renewable electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, 785-807. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.057>
- Madeddu, S., Ueckerdt, F., Pehl, M., Peterseim, J., Lord, M., Kumar, K. A., Krüger, C. et Luderer, G. (2020). The CO2 reduction potential for the European industry via direct electrification of heat supply (power-to-heat). *Environmental Research Letters*, 15(12). <https://doi.org/10.1088/1748-9326/abbd02>
- Magdoff, F. et Foster, J. B. (2011). *What every environmentalist needs to know about capitalism : a citizen's guide to capitalism and the environment*. Monthly Review Press.
- Malm, A. (2012). China as Chimney of the World: The Fossil Capital Hypothesis. *Organization & Environment*, 25(2), 146-177. <https://doi.org/10.1177/1086026612449338>
- Malm, A. (2016). *Fossil capital : the rise of steam power and the roots of global warming*. Verso.
- Malm, A. (2018a). *L'anthropocène contre l'histoire : le réchauffement climatique à l'ère du capital*. La Fabrique.

- Malm, A. (2018b). Long Waves of Fossil Development: Periodizing Energy and Capital. Dans B. R. Bellamy et J. Diamanti (dir.), *Materialism and the critique of energy* (p. 161-196). MCM'.
- Malm, A. (2020). *The progress of this storm : nature and society in a warming world*. Verso.
- Malm, A. et Carton, W. (2021). Seize the Means of Carbon Removal: The Political Economy of Direct Air Capture. *Historical Materialism*, 29(1), 3-48.
- Malm, A. et Carton, W. (2024). *Overshoot, How the World Surrendered to Climate Breakdown*. Verso.
- Mandel, E. (1995). *Long waves of capitalist development : a Marxist interpretation*. Verso.
- Martineau, J. (2017). *L'ère du temps : modernité capitaliste et aliénation temporelle*. Lux.
- Martineau, J. et Durand Folco, J. (2023). *Le capital algorithmique : accumulation, pouvoir et résistance à l'ère de l'intelligence artificielle*. Écosociété.
- Marx, K. (1993). *Le Capital, livre premier* (J.-P. Lefebvre, trad.). Presses universitaires de France.
- Marx, K. (2011). *Manuscripts de 1857-1858 dits « Grundrisse »* (J.-P. Lefebvre, trad.). Éditions sociales.
- Matthes, F. C. (2017). Energy transition in Germany: a case study on a policy-driven structural change of the energy system. *Evolutionary and Institutional Economics Review*, 14(1), 141-169. <https://doi.org/10.1007/s40844-016-0066-x>
- Mayrargue, A. (2010). Emergence du concept d'énergie. Dans D. Ghesquier-Pourcin (dir.), *Energie, science et philosophie au tournant des XIXe et XXe siècles* (vol. 1). Hermann.
- Mazzucato, M. (2014). *The entrepreneurial state*. Anthem Press.
- Mazzucato, M. (2015). The Green Entrepreneurial State. Dans I. Scoones, M. Leach et P. Newell (dir.), *The politics of green transformations* (p. 134-152). Routledge.
- McCarthy, J. (2015). A socioecological fix to capitalist crisis and climate change? The possibilities and limits of renewable energy. *Environment and Planning A: Economy and Space*, 47(12), 2485-2502. <https://doi.org/10.1177/0308518X15602491>
- Meadhbh, B., Marin, D., Tofighi-Niak, A. et Seelmann, L. (2021). 'Green mining' is a myth : The case for cutting EU resource consumption. European Environmental Bureau, Friends of the Earth Europe. Récupéré le 9 janvier 2024 de <https://eeb.org/library/green-mining-is-a-myth/>
- Meckling, J. et Allan, B. B. (2020). The evolution of ideas in global climate policy. *Nature Climate Change*, 10(5), 434-438. <https://doi.org/10.1038/s41558-020-0739-7>

- Messad, P. (2023, 15 juin). *La sobriété énergétique, ce concept politique français encore incompris en Europe*. Euractiv. Récupéré le 1 décembre 2023 de <https://www.euractiv.fr/section/energie-climat/news/la-sobriete-energetique-ce-concept-politique-francais-encore-incompris-en-europe/>
- Meza, E. (2023, 21 novembre). *Earlier German coal phase-out requires new gas plant projects “within a few weeks” – energy industry*. Clean Energy Wire. Récupéré le 14 décembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/news/earlier-german-coal-phase-out-requires-new-gas-plant-projects-within-few-weeks-energy-industry>
- Middlehurst, C. (2020, 15 juillet). *Global power grids decentralise towards a flexible future*. Financial Times. Récupéré le 6 juin 2021 de <https://www.ft.com/content/7619225d-f2c5-4b8a-bf2b-e1f395aa06c3>
- Millward-Hopkins, J., Steinberger, J. K., Rao, N. D. et Oswald, Y. (2020). Providing decent living with minimum energy: A global scenario. *Global Environmental Change*, 65, 102168. <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2020.102168>
- Mokyr, J. (1993). *The British industrial revolution : an economic perspective*. Westview Press.
- Morozov, E. (2014). *Pour tout résoudre, cliquez ici : l'aberration du solutionnisme technologique* (M.-C. Braud, trad.). Fyp éditions.
- Müller, T. (2013). *Of Energy Struggles, Energy Transitions and Energy Democracy*. Rosa Luxemburg Stiftung. Récupéré le 10 juillet 2020 de <https://www.zeitschrift-luxemburg.de/of-energy-struggles-energy-transitions-and-energy-democracy1/>
- Nye, D. E. (2001). *Consuming power : a social history of american energies*. MIT Press.
- O'Connor, M. (1994). The second contradiction of capitalism. *Capitalism Nature Socialism*, 5(4), 105-114. <https://doi.org/10.1080/10455759409358613>
- Ocko, I. B. et Hamburg, S. P. (2022). Climate consequences of hydrogen emissions. *Atmos. Chem. Phys.*, 22(14), 9349-9368. <https://doi.org/10.5194/acp-22-9349-2022>
- Olsthoorn, M., Schleich, J. et Klobasa, M. (2015). Barriers to electricity load shift in companies: A survey-based exploration of the end-user perspective. *Energy Policy*, 76, 32-42. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.11.015>
- Organisation des Nations Unies. (2019). *Recommandations internationales pour les statistiques énergétiques (RISE)*. ONU. Récupéré le 9 janvier 2025 de <https://seea.un.org/sites/seea.un.org/files/files/documents/2020/Oct/ires-fr.pdf>
- Packroff, J. (2023a, 4 septembre). *L'UE envisage d'assouplir la « neutralité CO2 » pour les carburants de synthèse*. Euractiv. Récupéré le 5 décembre 2023 de <https://www.euractiv.fr/section/transport/news/lue-envisage-dassouplir-la-neutralite-co2-pour-les-carburants-de-synthese/>

- Packroff, J. (2023b). *Les e-carburants ne seront pas neutres en CO2 d'ici 2035, selon le ministre allemand des Transports*. Euractiv. Récupéré le 5 décembre 2023 de <https://www.euractiv.fr/section/biocarburants/news/les-e-carburants-ne-seront-pas-neutres-en-co2-dici-2035-selon-le-ministre-allemand-des-transports/>
- Paillé, P. et Mucchielli, A. (2016). *L'analyse qualitative en sciences humaines et sociales*. Armand Colin.
- Parkes, R. (2024, 26 décembre). *Review of 2024, The key developments and trends in the global hydrogen sector (Part 1: Production)*. Hydrogeninsight. Récupéré le 9 janvier 2025 de <https://www.hydrogeninsight.com/analysis/review-of-2024-the-key-developments-and-trends-in-the-global-hydrogen-sector-part-1-production-/2-1-1757557>
- Parraga, M. et Somasekhar, A. (2024, 18 mars). *Big Oil executives push back against calls for fast energy transition*. Reuters. Récupéré le 18 juillet 2024 de <https://www.reuters.com/business/energy/ceraweek-big-oil-executives-push-back-against-calls-fast-energy-transition-2024-03-18/>
- Parrique, T. (2022a, 8 avril). *Decoupling in the IPCC AR6 WGIII*. *Thimothée Parrique*. <https://timotheeparrique.com/degrowth-in-the-ipcc-ar6-wgiii/>
- Parrique, T. (2022b, 7 avril). *Degrowth in the IPCC AR6 WGIII*. *Thimothée Parrique*. <https://timotheeparrique.com/degrowth-in-the-ipcc-ar6-wgiii/>
- Parrique, T. (2022c, 25 avril). *Sufficiency means degrowth*. *Thimothée Parrique*. <https://timotheeparrique.com/sufficiency-means-degrowth/>
- Parrique, T., Barth, J., Briens, F., Kerschner, C., Kraus-Polk, A., Kuokkanen, A. et Spangenberg, J. H. (2019). *Decoupling debunked: Evidence and arguments against green growth as a sole strategy for sustainability*. European Environmental Bureau. Récupéré le 9 janvier 2025 de <https://eeb.org/library/decoupling-debunked/>
- Parthie, S. (2023). *L'approvisionnement énergétique de l'industrie allemande en 2023. Allemagne d'aujourd'hui*, 246(4), 22-32. <https://doi.org/10.3917/all.246.0022>
- Pellegris, A. (2022). *Le découplage entre la consommation d'énergie et le PIB : questionnements théoriques et évaluations empiriques du rôle de l'énergie dans le processus de croissance économique* (M. Lautier et F.-D. Vivien, dir.). Université de Rennes 2. <https://theses.hal.science/tel-04053301>
- Peter, E., Sivan, K., Michael, L. et Kevin, T. (2015). *Assessing carbon lock-in*. *Environmental Research Letters*, 10(8).
- Pineault, E. (2016). *Le piège Énergie-Est : sortir de l'impasse des sables bitumineux*. Écosociété.
- Pineault, E. (2018). *The capitalist pressure to extract: the ecological and political economy of extreme oil in Canada*. *Studies in Political Economy*, 99(2), 130-150. <https://doi.org/10.1080/07078552.2018.1492063>

- Pineault, E. (2023). *A social ecology of capital*. Pluto Press.
- Pirani, S. (2018). *Burning up : a global history of fossil fuel consumption*. Pluto Press.
- Pirani, S. (2023a, 13 septembre). *Wind, water, solar and socialism. Part 1: energy supply*. People & Nature. Récupéré le 9 janvier 2025 de <https://peopleandnature.wordpress.com/2023/09/13/wind-water-solar-and-socialism-part-1-energy-supply/>
- Pirani, S. (2023b, 13 septembre). *Wind, water, solar and socialism. Part 2: electricity networks*. People & Nature. Récupéré le 9 janvier 2025 de <https://peopleandnature.wordpress.com/2023/09/14/wind-water-solar-and-socialism-part-2-electricity-networks/>
- Podobnik, B. (2006). *Global energy shifts : fostering sustainability in a turbulent age*. Temple University Press.
- Polanyi, K. (2000). *La grande transformation : aux origines politiques et économiques de notre temps* (C. Malamoud et M. Angeno, trad.). Gallimard.
- Postone, M. (2009). *Temps, travail et domination sociale : une réinterprétation de la théorie critique de Marx* (O. Galtier et L. Mercier, trad.). Mille et une nuits.
- Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung. (2021, octobre). *Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich*. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung. Récupéré le 9 janvier 2025 de <https://ariadneprojekt.de/publikation/deutschland-auf-dem-weg-zur-klimaneutralitat-2045-szenarienreport/>
- Poulantzas, N. (2013). *L'État, le pouvoir, le socialisme*. Les Prairies ordinaires.
- Quivik, F. (2017). Steam and Power: Andreas Malm, Fossil Capital. *Technology and Culture*, 58(3), 866-868.
- Rabinbach, A. (2004). *Le moteur humain : l'énergie, la fatigue et les origines de la modernité*. La Fabrique.
- Ramana, M. V. (2024). *Nuclear is not the solution : the folly of atomic power in the age of climate change*. Verso.
- Raugei, M., Peluso, A., Leccisi, E. et Fthenakis, V. (2020). Life-Cycle Carbon Emissions and Energy Return on Investment for 80% Domestic Renewable Electricity with Battery Storage in California (U.S.A.). *Energies*, 13(15), 3934. <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/15/3934>
- Rey, A. (1992). Travailler. Dans A. Rey (dir.), *Dictionnaire historique de la langue française* (p. 3900).

- Ritchie, H. et Rosado, P. (2020, janvier). *Electricity Mix*. Our World in Data. Récupéré le 11 juin 2024 de <https://ourworldindata.org/electricity-mix>
- Ritchie, H., Rosado, P. et Roser, M. (2023, 2024). *Data Page: Share of electricity generated by hydropower*. Our World in Data. Récupéré le 11 juin 2024 de <https://ourworldindata.org/grapher/share-electricity-hydro>
- Rosa, H. (2017). Dynamic Stabilization, the Triple A. Approach to the Good Life, and the Resonance Conception. *Questions de communication*(31), 437-456.
- Roth, S., Schott, P., Ebinger, K., Halbrügge, S., Kleinertz, B., Köberlein, J., Püschel, D., Buhl, H. U., Ober, S., Reinhart, G. et von Roon, S. (2020). The Challenges and Opportunities of Energy-Flexible Factories: A Holistic Case Study of the Model Region Augsburg in Germany. *Sustainability*, 12(1), 360. <https://www.mdpi.com/2071-1050/12/1/360>
- Rubiano Rivadeneira, N. et Carton, W. (2022). (In)justice in modelled climate futures: A review of integrated assessment modelling critiques through a justice lens. *Energy Research & Social Science*, 92, 102781. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102781>
- Ruggeri, B. et Gómez-Camacho, C. E. (2023). N.Georgescu-Roegen's production model for EROI evaluation. Case study: Electrolytic H2 production using solar energy. *Energy Conversion and Management*, 283, 116915. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116915>
- S&P Global Platts. (2019). *Top 250 Global Energy Companies*. S&P Global Platts. Récupéré le 9 janvier 2025 de <https://www.spglobal.com/media/documents/pl-appec-insight.pdf>
- Sahin, H., Solomon, A. A., Aghahosseini, A. et Breyer, C. (2024). Systemwide energy return on investment in a sustainable transition towards net zero power systems. *Nature Communications*, 15(1), 208. <https://doi.org/10.1038/s41467-023-44232-9>
- Saitō, K. h. (2022). *Marx in the Anthropocene towards the idea of degrowth communism*. Cambridge University Press.
- Salama, P. et Hai Hac, T. (1992). *Introduction à l'économie de Marx*. La Découverte.
- Salles, A. (2019). La transition énergétique allemande : entre avancées et obstacles. *Allemagne d'aujourd'hui*, 227(1), 7-21. <https://doi.org/10.3917/all.227.0007>
- Sander, H. (2016). *Auf dem Weg zum grünen Kapitalismus? die Energiewende nach Fukushima*. Bertz + Fischer.
- Sauer, A., Abele, E., Buhl, H. U., Fraunhofer, I. R. B. V. et Fraunhofer Ipa, S. (2019). *Energieflexibilität in der deutschen Industrie. Ergebnisse aus dem Kopernikus-Projekt - Synchronisierte und energieadaptive Produktionstechnik zur flexiblen Ausrichtung von Industrieprozessen auf eine fluktuierende Energieversorgung - SynErgie*. Fraunhofer Verlag Stuttgart.

- Scheer, H. (2012). *The energy imperative : 100 per cent renewable now*. EarthScan.
<https://library.dctabudhabi.ae/sirsi/detail/384398>
- Schlissel, D. et Juhn, A. (2023). *Blue Hydrogen: Not Clean, Not Low Carbon, Not a Solution, Making Hydrogen from Natural Gas Makes No Sense*. Institut for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA). Récupéré le 9 janvier 2025 de
https://ieefa.org/sites/default/files/2024-01/Blue%20Hydrogen%20Not%20Clean%20Not%20Low%20Carbon_September%202023_0.pdf
- Schmelzer, Vansintjan et Vetter. (2022). *The future is degrowth : a guide to a world beyond capitalism*. Verso.
- Schmelzer, M. (2015). The growth paradigm: History, hegemony, and the contested making of economic growthmanship. *Ecological Economics*, 118, 262-271.
<https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2015.07.029>
- Schmelzer, M. (2016). *The hegemony of growth : the OECD and the making of the economic growth paradigm*. Cambridge University Press.
<https://doi.org/10.1017/CBO9781316452035.010>
- Schor, J. (2007). In Defense of Consumer Critique: Revisiting the Consumption Debates of the Twentieth Century. *The Annals of the American Academy of Political and Social Science*, 611(1), 16-30.
- Schröder, T. et Kuckshinrichs, W. (2015). Value of Lost Load: An Efficient Economic Indicator for Power Supply Security? A Literature Review. *Frontiers in Energy Research*, 3.
<https://doi.org/10.3389/fenrg.2015.00055>
- Scott, J. C. (2021). *L'oeil de l'État : moderniser, uniformiser, détruire* (O. Ruchet, trad.). La Découverte.
- Sebaldt, M. et Straßner, A. (2004). *Verbände in der Bundesrepublik Deutschland : Eine Einführung*. VS Verlag für Sozialwissenschaften. <https://doi.org/10.1007/978-3-322-80384-9>
- Seto, K. C., Davis, S. J., Mitchell, R. B., Stokes, E. C., Unruh, G. et Urge-Vorsatz, D. (2016). Carbon Lock-In: Types, Causes, and Policy Implications. *Annual review of environment and resources*, 41, 425-452.
- Sewell, G. et Wilkinson, B. (1992). 'Somone to watch over Me': Surveillance, discipline and the just-in-time labour process. *Sociology*, 26(2), 271-289.
<http://www.jstor.org.proxy.bibliotheques.uqam.ca/stable/42855010>
- Sheller, M. (2014). Global Energy Cultures of Speed and Lightness: Materials, Mobilities and Transnational Power. *Theory, Culture & Society*, 31(5), 127-154.
https://nls.idls.org.uk/welcome.html?ark:/81055/vdc_100058323587.0x000018

- Sieferle, R. P. (2010). *The subterranean forest : energy systems and the Industrial Revolution*. White Horse.
- Simon, F. (2022, 3 février). *Taxonomie : l'UE accorde officiellement le label vert au nucléaire et au gaz*. Euractiv. Récupéré le 5 décembre 2023 de <https://www.euractiv.fr/section/energie-climat/news/taxonomie-lue-accorde-officiellement-le-label-vert-au-nucleaire-et-au-gaz/>
- Smil, V. (2010). *Energy Transitions : History, Requirements, Prospects*. Praeger.
- Smil, V. (2016). *Power density : a key to understanding energy sources and uses*. MIT Press.
- Smil, V. (2017). *Energy and civilization : a history*. MIT Press.
- Smith, C. (1998). *The science of energy : a cultural history of energy physics in Victorian Britain*. The University of Chicago Press.
- Smith, T. (2009). *Globalisation : a systematic marxian account*. Haymarket Books.
- Sovacool, B. K. (2021). Who are the victims of low-carbon transitions? Towards a political ecology of climate change mitigation. *Energy Research & Social Science*, 73. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.101916>
- Spash, C. et Smith, T. (2019). Of ecosystems and economies: re-connecting economics with reality. *Real World Economics Review*(87), 212-229.
- Spinoza, B. (1965). *Oeuvre III, Éthique* (C. Appuhn, trad.). Flammarion.
- Standring, A. (2023). Participant Diversity. Dans K. De Pryck et M. Hulme (dir.), *A critical assessment of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009082099>.
- Stede, J. (2016, 2 mai). *Demand Response in Germany: Technical Potential, Benefits and Regulatory Challenges*. DIW Berlin. Récupéré le 5 décembre 2023 de https://www.diw.de/de/diw_01.c.532829.de/publikationen/roundup/2016_0096/demand_response_in_germany_technical_potential_benefits_and_regulatory_challenges.html
- Steinberg, T. (1994). *Nature incorporated : industrialization and the waters of New England*. University of Massachusetts Press.
- Stoddard, I., Anderson, K., Capstick, S., Carton, W., Depledge, J., Facer, K., Gough, C., Hache, F., Hoolohan, C., Hultman, M., Hällström, N., Kartha, S., Klinsky, S., Kuchler, M., Lövbrand, E., Nasiritousi, N., Newell, P., Peters, G. P., Sokona, Y., Stirling, A., Stilwell, M., Spash, C. et Williams, M. (2021). Three Decades of Climate Mitigation: Why Haven't We Bent the Global Emissions Curve? *Annual Review of Environment and Resources*, 46, 653-689. <https://doi.org/10.1146/annurev-environ-012220-011104>

- Storper, M. et Walker, R. (1983). The theory of labour and the theory of location. *International Journal of Urban and Regional Research*, 7(1), 1-43. <https://doi.org/10.1111/j.1468-2427.1983.tb00581.x>
- Streeck, W. (2009). *Re-forming capitalism : institutional change in the German political economy*. Oxford University Press Oxford.
- Streeck, W. (2014). *Du temps acheté, la crise sans cesse ajournée du capitalisme démocratique* (F. Joly, trad.). Gallimard.
- Sweezy, P. M. (1981). *Four lectures on Marxism*. Monthly Review Press.
- Szabo, J. (2020). Fossil Capitalism's Lock-ins: The Natural Gas-Hydrogen Nexus. *Capitalism Nature Socialism*, 1-20. <https://doi.org/10.1080/10455752.2020.1843186>
- Szarka, N., Haufe, H., Lange, N., Schier, F., Weimar, H., Banse, M., Sturm, V., Dammer, L., Piotrowski, S. et Thrän, D. (2021). Biomass flow in bioeconomy: Overview for Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 150, 111449. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111449>
- Tanuro, D. (2010). *L'impossible capitalisme vert*. La Découverte.
- Taylor, M. (2020, April). *Energy subsidies: Evolution in the global energy transformation to 2050*. International Renewable Energy Agency. Récupéré le 10 octobre 2023 de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_Energy_subsidies_2020.pdf
- Thomazo, P. (2023). Les errements politiques et idéologiques de la transition énergétique en Allemagne. *Allemagne d'aujourd'hui*, 246(4), 17-21. <https://doi.org/10.3917/all.246.0017>
- Thompson, E. P. (1967). Time, work-discipline, and industrial capitalism. *Past and Present Society*.
- Torasan Mayumi, K. (2017). Thermodynamics : Relevance, implications, misuse and ways forward. Dans C. Spash (dir.), *Routledge handbook of ecological economics : nature and society* (p. 89-98). Routledge.
- Tordjman, H. (2024). *La croissance verte contre la nature : critique de l'écologie marchande*. La Découverte.
- Toscano, A. (2008). The Open Secret of Real Abstraction. *Rethinking Marxism*, 20(2), 273-274.
- U.S.-Canada Power System Outage Task Force. (2004). *Final Report on the August 14, 2003 Blackout in the United States and Canada: Causes and Recommendations*. U.S., Canada. Récupéré le 10 juillet 2024 de <https://live-etabiblio.pantheonsite.io/sites/default/files/2003-blackout-us-canada.pdf>

- U.S. Energy Information Administration. (2023, 19 octobre 2023). *Capacity Factors for Utility Scale Generators Primarily Using Fossil Fuels, Table 4.08.A*. U.S. Energy Information Administration. Récupéré le 10 juillet 2024 de https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_04_08_a.html
- U.S. Energy Information Administration et Energy Institute. (2023). *Primary energy consumption per capita*. Our World in Data. Récupéré le 15 janvier 2024 de https://ourworldindata.org/grapher/per-capita-energy-use?tab=table&time=earliest..2010&showSelectionOnlyInTable=1&country=IND~USA~CAN~CHN~FRA~GBR~OWID_WRL
- Ueckerdt, F., Bauer, C., Dirnaichner, A., Everall, J., Sacchi, R. et Luderer, G. (2021). Potential and risks of hydrogen-based e-fuels in climate change mitigation. *Nature Climate Change*, 11(5), 384-393. <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01032-7>
- Umweltbundesamt. (2022, Juillet). *Anpassung der Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen im EEG vor dem Hintergrund erhöhter Zubauziele*. Récupéré le 15 octobre 2023 de https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/texte_76-2022_anpassung_der_flaechenkulisse_fuer_pv-freiflaechenanlagen_im_eeg_vor_dem_hintergrund_erhoehter_zubauziele.pdf
- Umweltbundesamt. (2023a, 18 décembre). *Erneuerbare Energien in Zahlen*. Récupéré le 20 février 2024 de <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick>
- Umweltbundesamt. (2023b, 18 décembre). *Primärenergieverbrauch*. Récupéré le 20 octobre 2023 de <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergieverbrauch#definition-und-einflussfaktoren>
- Umweltbundesamt. (2023c, août). *Projektionsbericht 2023 für Deutschland*. Récupéré le 15 octobre 2023 de <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/projektionsbericht-2023-fuer-deutschland>
- Unruh, G. C. (2000). Understanding carbon lock-in. *Energy Policy*, 28(12), 817-830.
- Unruh, G. C. (2002). Escaping carbon lock-in. *Energy Policy*, 30(4), 317-325. [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(01\)00098-2](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(01)00098-2)
- Unruh, G. C. et Carrillo-Hermosilla, J. (2006). Globalizing carbon lock-in. *Energy Policy*, 34(10), 1185-1197. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.10.013>
- Urry, J. (2012). Changing transport and changing climates. *Journal of Transport Geography*, 24, 533-535. <https://doi.org/10.1016/j.jtrangeo.2012.05.005>
- Van Beek, L., Hajer, M., Pelzer, P., Van Vuuren, D. et Cassen, C. (2020). Anticipating futures through models: the rise of Integrated Assessment Modelling in the climate science-policy

- interface since 1970. *Global Environmental Change*, 65.
<https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2020.102191>
- Van Beek, L., Oomen, J., Hajer, M., Pelzer, P. et Van Vuuren, D. (2022). Navigating the political: An analysis of political calibration of integrated assessment modelling in light of the 1.5 °C goal. *Environmental Science and Policy*, 133, 193-202.
<https://doi.org/10.1016/j.envsci.2022.03.024>
- Van de Graaf, T. (2012). Obsolete or resurgent? The International Energy Agency in a changing global landscape. *Energy Policy*, 48, 233-241. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.05.012>
- Van de Graaf, T. (2013). Fragmentation in Global Energy Governance: Explaining the Creation of IRENA. *Global Environmental Politics*, 13(3), 14-33.
https://doi.org/10.1162/GLEP_a_00181
- Van de Graaf, T. et Lesage, D. (2009). The International Energy Agency after 35 years: Reform needs and institutional adaptability. *The Review of International Organizations*, 4(3), 293-317. <https://doi.org/10.1007/s11558-009-9063-8>
- Van de Graaf, T., Overland, I., Scholten, D. et Westphal, K. (2020). The new oil? The geopolitics and international governance of hydrogen. *Energy Research & Social Science*, 70, 101667. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101667>
- Van de Ven, D.-J., Capellan-Peréz, I., Arto, I., Cazcarro, I., de Castro, C., Patel, P. et Gonzalez-Eguino, M. (2021). The potential land requirements and related land use change emissions of solar energy. *Scientific Reports*, 11(1), 2907. <https://doi.org/10.1038/s41598-021-82042-5>
- Van Renssen, S. (2020, 14 août). *From blue to green: hydrogen's own energy transition*. Energy Monitor. Récupéré le 20 octobre 2023 de <https://www.energymonitor.ai/decarbonising-gas/from-blue-to-green-hydrogens-own-energy-transition/>
- Vatin, F. o. (1993). *Le travail : économie et physique, 1780-1830*. Presses universitaires de France.
- Vezzoni, R. (2024). How “clean” is the hydrogen economy? Tracing the connections between hydrogen and fossil fuels. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, 50, 100817. <https://doi.org/10.1016/j.eist.2024.100817>
- Wainwright, J. et Mann, G. (2020). *Climate Leviathan : a political theory of our planetary future*. Verso.
- Wang, R. et Haller, P. (2024). Dynamic material flow analysis of wood in Germany from 1991 to 2020. *Resources, Conservation & Recycling*, 201.
<https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2023.107339>
- Weber, M. (1964). *L'Ethique protestante et l'esprit du capitalisme. Suivi de Les Sectes protestantes et l'esprit du capitalisme*. Plon.

- Wehrmann, B. (2021a, 1 février). *German industry says 2050 climate neutrality goal attainable – new BDI head*. Clean Energy Wire. Récupéré le 19 décembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/news/german-industry-says-2050-climate-neutrality-goal-attainable-new-bdi-head>
- Wehrmann, B. (2021b, 10 septembre). *Three successful bids with zero support revive flagging German offshore wind expansion*. Clean Energy Wire. Récupéré le 10 novembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/news/three-successful-bids-zero-support-revive-flagging-german-offshore-wind-expansion>
- Wehrmann, B. (2022, 6 décembre). *Germany must avoid “energy-imperialism” in hydrogen deal with Namibia – minister*. Clean Energy Wire. Récupéré le 28 novembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/news/germany-must-avoid-energy-imperialism-hydrogen-deal-namibia-minister>
- Wehrmann, B. (2022, 20 mai). *Offshore wind farm balancing German power grid seen as energy transition “milestone”*. Clean Energy Wire. Récupéré le 10 novembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/news/offshore-wind-farm-balancing-german-power-grid-seen-energy-transition-milestone>
- Wehrmann, B. (2023, 12 septembre). *Germany starts construction of North-South power line pivotal for energy transition*. Clean Energy Wire. Récupéré le 14 décembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/news/germany-starts-construction-north-south-power-line-pivotal-energy-transition>
- Wehrmann, B. et Wettengel, J. (2019, 13 novembre). *German industry warns government's strict wind power rules threaten climate targets*. Clean Energy Wire. Récupéré le 19 décembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/news/german-industry-warns-governments-strict-wind-power-rules-threaten-climate-targets>
- Wettengel, J. (2019, 18 novembre). *2050 climate neutrality 'magical thinking' – German industry association president*. Clean Energy Wire. Récupéré le 19 décembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/news/2050-climate-neutrality-magical-thinking-german-industry-association-president>
- Wettengel, J. (2023a, 5 mai). *German economy minister wants to lower industry electricity costs with billions in subsidies*. Clean Energy Wire. Récupéré le 14 décembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/news/german-economy-minister-wants-lower-industry-electricity-costs-billions-subsidies>
- Wettengel, J. (2023b, 5 octobre). *Germany's climate action programme 2023*. Clean Energy Wire. Récupéré le 1 décembre 2023 de <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germany-draft-climate-action-programme-2023>
- Whitmore, A. (2021). *A Material Transition. Exploring supply and demand solutions for renewable energy minerals*. War on Want. Récupéré le 20 octobre 2024 de <https://waronwant.org/resources/a-material-transition>

- Wilhite, H. (2016). *The political economy of low carbon transformation : breaking the habits of capitalism*. Routledge.
- Wind Europe. (2020, 19 mai). *German government drops the idea of a nationwide 1000m distance rule*. Wind Europe. Récupéré le 5 décembre 2023 de <https://windeurope.org/newsroom/news/german-government-drops-the-idea-of-a-nationwide-1000m-distance-rule/>
- Wood, E. M. (2009). *L'origine du capitalisme : une étude approfondie*. Lux.
- Worland, J. (2024, 4 mars 2024). *Inside Fatih Birol's Push to Transform the IEA Into a Clean Energy Authority*. Time. Récupéré le 3 mars 2024 de <https://time.com/6768028/fatih-birol-transform-iea-clean-energy/>
- Wrigley, E. A. (2010). *Energy and the English Industrial Revolution*. Cambridge University Press.
- Wright, E. O. (2005). *Approaches to Class Analysis*. Cambridge University Press.
- York, R. (2012). Do alternative energy sources displace fossil fuels? *Nature Climate Change*, 2(6), 441-443. <https://doi.org/10.1038/nclimate1451>
- York, R. et Bell, S. E. (2019). Energy transitions or additions? *Energy research & social science*, 51, 40-43.
- Young, K. A., Banerjee, T. et Schwartz, M. (2018). Capital Strikes as a Corporate Political Strategy: The Structural Power of Business in the Obama Era. *Politics & Society*, 46(1), 3-28. <https://doi.org/10.1177/0032329218755751>
- Zmolek, M. A. (2014). *Rethinking the Industrial Revolution : five centuries of transition from agrarian to industrial capitalism in England*. Haymarket Books.