
TABLE DES MATIÈRES

<i>Remerciements</i>	5
TABLE DES MATIÈRES	x
<i>LISTE DES FIGURES</i>	xix
<i>LISTE DES TABLEAUX</i>	xxiv
<i>Acronymes</i>	xxvii
<i>Unités</i>	xxx
INTRODUCTION GENERALE	1
1. Le projet Clim2Power	6
2. Objectifs et contributions de cette thèse	8
3. Organisation du mémoire	8
VALORISATION DU TRAVAIL DE THÈSE	10
1. Publications	10
2. Communication dans un congrès	10
3. Posters	10
CHAPITRE 1 : ENJEUX ACTUELS ET FUTURS DU SYSTÈME ELECTRIQUE EUROPEEN	12
<i>Introduction du chapitre 1</i>	12
1. Le bilan environnemental de la production mondiale d'électricité	13

2. Les plans de maîtrise des émissions	14
3. Quelle place pour le secteur électrique dans la réduction des émissions ?	16
4. L'appareil productif européen	17
5. L'essor des interconnexions	20
6. Le marché électrique européen	21
<i>Conclusion du chapitre 1</i>	27
 CHAPITRE 2 : CONSTRUCTION D'UN MODELE PROSPECTIF POUR L'ETUDE DU SYSTEME ELECTRIQUE EUROPEEN..... 28	
<i>Introduction du chapitre 2</i>	28
<i>I- La complexité du système électrique</i>	29
1. Le réseau électrique	30
Grandeurs de contrôle : fréquence et tension	31
2. La fiabilité du système électrique	33
3. Dispatch et planification des investissements	34
<i>II- Enjeux de planification : positionnement de la démarche prospective adoptée</i>	36
1. Typologie des modèles de systèmes énergétiques	36
2. Classification des modèles de prospective	36
3. Le choix d'une modélisation TIMES pour étudier le système électrique européen	39
<i>III- Le modèle eTIMES-EU pour le secteur électrique européen</i>	50
1. Couverture géographique du modèle	50
2. Horizon temporel et décomposition en pas de temps	52
3. Structure du système énergétique de référence	54

4. La confrontation des sources de données	55
5. La modélisation des filières non renouvelables	66
5.1.Le nucléaire	67
5.2.Le charbon	71
5.3.Le gaz	75
5.4.Les produits pétroliers, les schistes et les déchets non renouvelables.....	76
6. La modélisation des filières renouvelables	77
6.1.Le solaire.....	77
6.2.L'éolien	86
6.3.La ressource hydraulique	90
6.4.La géothermie.....	92
6.5.La biomasse	93
6.6.L'énergie marine.....	100
7. Les moyens de stockage de l'électricité	101
7.1.Le stockage dans les batteries et les STEP.....	102
7.2.Le stockage sous forme d'hydrogène.....	109
8. Réseaux et interconnexions	110
La réserve de pic	112
9. Les technologies CSC	114
Conclusion du chapitre 2	117

CHAPITRE 3: ETUDE PROSPECTIVE DU SYSTEME ELECTRIQUE EUROPEEN AVEC LE MODELE eTIMES-EU ... 119

<i>Introduction du chapitre 3</i>	119
<i>I- Construction du scénario de référence</i>	122
1. La demande de services finaux	122
1.1.L'électricité	122
1.2.La demande électrique du secteur du transport.....	129
1.3.La demande de chaleur	132
2. Le prix des ressources	133
2.1.Le prix des ressources fossiles.....	133
2.2.Le prix de la tonne de CO ₂ et les facteurs d'émissions.....	134
3. Le taux d'actualisation.....	138
4. Les rythmes de déploiement de capacité	139
4.1.Le nucléaire	139
4.2.Les sources non renouvelables hors nucléaire.....	141
4.3.Le solaire.....	142
4.4.L'éolien sur terre	144
4.5.L'éolien en mer.....	146
4.6.La ressource hydraulique	147
4.7.La ressource géothermique.....	148
4.8.La bioénergie	149
4.9.Les centrales marines	150
<i>II- Apports de la décomposition temporelle</i>	151

1. Construction d'une représentation sur 12 pas de temps	151
2. Résultats de la comparaison	154
2.1.L'opération du système électrique.....	154
2.2.L'évolution des flux d'investissements.....	158
<i>III- Le système électrique dans le scénario de référence.....</i>	<i>159</i>
1. L'évolution du mix de production	159
1.1.A l'échelle globale.....	159
1.2.L'équilibre offre-demande	161
1.3.A l'échelle des pays	162
2. Focus sur des pays particuliers.....	164
3. Les échanges d'électricité	171
4. Les émissions de CO ₂	172
5. Les investissements dans les capacités de production	173
<i>IV- Définition de variantes du scénario de référence.....</i>	<i>175</i>
1. L'effet du prix des ressources fossiles.....	176
1.1.Description des scénarios alternatifs	176
1.2.Résultats et interprétations.....	176
2. L'effet du taux d'actualisation.....	179
2.1.Description des scénarios alternatifs	179
2.2.Résultats et interprétations.....	180
3. L'effet du coût des centrales nucléaires.....	182

3.1. Description du scénario alternatif.....	182
3.2. Résultats et interprétations.....	183
4. L'effet du rythme de déploiement des capacités.....	185
4.1. Description du scénario alternatif.....	185
4.2. Résultats et interprétations.....	185
Conclusion du chapitre 3	188
CHAPITRE 4: SCENARIOS DE DECARBONISATION DU MIX ELECTRIQUE EUROPEEN	190
Introduction du chapitre 4	190
I- Le scénario de neutralité carbone	192
1. Description du scénario.....	192
2. Résultats et interprétations	192
2.1. L'évolution du mix de production et des échanges	192
2.2. L'évolution des capacités installées	195
2.3. Les investissements dans les capacités de production	197
2.4. Les émissions de CO ₂	200
2.5. Focus sur la zone SEE.....	203
3. Comparaisons avec la littérature	206
II- Variantes du scénario de neutralité	208
1. L'effet de la disponibilité de la technologie CSC	209
1.1. Description du scénario alternatif.....	209
1.2. Résultats et interprétations.....	209

2. L'effet des balances d'échanges nationales	210
2.1. Description du scénario alternatif.....	210
2.2. Résultats et interprétations.....	210
<i>III- Les budgets carbone</i>	213
1. Description des scénarios étudiés	213
2. Résultats et interprétations	214
2.1. Le mix de production électrique	214
2.2. Les volumes de CO ₂ émis.....	219
2.3. Les capacités de production	220
<i>Conclusion du chapitre 4</i>	221
<i>CHAPITRE 5: INTEGRATION DE LA VARIABLE CLIMATIQUE DANS LA MODELISATION PROSPECTIVE DU SYSTEME ELECTRIQUE EUROPEEN.....</i>	224
<i>Introduction du chapitre 5</i>	224
<i>I- Interdépendances entre climat et production électrique</i>	226
1. Au niveau de la demande.....	226
2. Au niveau des moyens de production.....	226
3. Scénarios de long terme pour le climat.....	228
<i>II- Intégration de la variable climatique</i>	229
1. Nouveaux facteurs de capacité pour les renouvelables	234
1.1. Le solaire.....	234
1.2. L'éolien	237
1.3. L'hydraulique.....	238

2. La demande électrique	243
3. La demande de chaleur	249
<i>III- Résultats de la prise en compte de la variabilité climatique dans les objectifs de décarbonisation du mix</i>	
.....	251
1. Incertitudes sur la production renouvelable.....	251
2. Impact sur la production de gaz naturel	253
3. Variations de la part de production de renouvelable variable (solaire et éolien)	254
4. Variation de l'intensité en CO ₂ de la production électrique	255
5. Variations du besoin en investissement.....	257
6. Variation des échanges d'électricité	258
<i>IV- Résultats de l'analyse de sensibilité</i>	259
1. Incertitude sur la production renouvelable	261
2. Variation de la part de la production de renouvelable	262
<i>Conclusion du chapitre 5</i>	264
CHAPITRE 6: APPROCHE DE RESOLUTION PAR LA TECHNIQUE DE RELAXATION LAGRANGIENNE	268
<i>Introduction du chapitre 6</i>	268
<i>I- L'enjeu de la granularité dans la modélisation prospective</i>	269
<i>II- Relaxation lagrangienne et méthodes de résolution</i>	272
1. Relaxation lagrangienne.....	272
2. Méthodes de résolution du dual lagrangien	273
2.1.La méthode du sous-gradient.....	274
2.2.La méthode des plans coupants.....	274

2.3. La méthode des faisceaux	275
<i>III- Application au modèle eTIMES-EU</i>	277
<i>IV- Expérimentation</i>	280
1. Description de l'environnement de calcul	280
2. Présentation des résultats initiaux de convergence et comparaison	281
3. Convergence et nouvelles capacités	281
4. Convergence et émissions de CO ₂	284
<i>Conclusion du chapitre 6</i>	287
<i>Conclusion générale</i>	289
<i>I- Motivations et objectif</i>	289
<i>II- Résumé du travail</i>	289
<i>III- Evaluation méthodologique et perspectives</i>	292
<i>ANNEXES</i>	A
<i>I- Hypothèses de modélisation</i>	A
1. La modélisation du nucléaire	A
2. La modélisation du charbon.....	D
3. La modélisation du gaz naturel	F
4. La modélisation du solaire.....	I
5. La modélisation de l'éolien	J
6. La modélisation de l'hydraulique	L
7. La modélisation de la géothermie	N

8. La modélisation de la bioénergie	N
9. La modélisation de l'énergie marine	R
10. La modélisation du stockage	R
<i>II- Augmentation de la capacité des interconnexions entre 2017 et 2030 considérée dans le modèle eTIMES-EU</i>	<i>T</i>
<i>III- Prix des ressources dans les différentes projections.....</i>	<i>W</i>
<i>IV- Hypothèses de coûts des technologies</i>	<i>W</i>
<i>V- Cadrage du système énergétique européen.....</i>	<i>CC</i>
BIBLIOGRAPHIE	57

LISTEDES FIGURES

Figure 1- Processus des tâches du projet Clim2Power (réalisé par Sofia G. Simoes pour le projet Clim2Power)	7
Figure 2- Emissions mondiales de CO ₂ par secteur (Source : AIE).....	13
Figure 3- Perspective globale des risques liés au changement climatique (Source [2])	14
Figure 4- Part des différentes sources dans la production totale d'électricité en 2017 dans la zone UE27+UK (Source [45])	18
Figure 5- Nombre d'installations hydrauliques conventionnelles encore opérationnelles dans la zone UE27+UK (Source Platts Database 2013)	19
Figure 6- Rentes inframarginales et rentes de rareté dans le merit-order (Adapté de [264])	24
Figure 7- Demandes totale et résiduelle sur la plaque PLEF au cours de la semaine 33 en 2018	25
Figure 8- Horizons de l'étude des systèmes électriques- Source [69].....	29
Figure 9- Organisation d'un système électrique centralisé. Source [71]	31
Figure 10- Représentation des sous-systèmes dans EFOM (Source [102]).....	43
Figure 11- Représentation élémentaire de la connexion entre commodités et technologies dans TIMES	44
Figure 12- Représentation des années électriques en timeslices	45
Figure 13- Explication de la contrainte de pic	49
Figure 14- Formation de l'équilibre dans TIMES (Source [112])	50
Figure 15- Couverture géographique du modèle eTIMES-EU	52

Figure 16- Structure du système énergétique de référence (adapté de [96])	54
Figure 17- Profil de la production d'électricité en France à partir du nucléaire (Source : ENTSO-E).....	68
Figure 18- Générations de réacteurs nucléaires (Source [265])	69
Figure 19- Représentation des centrales nucléaires dans le système énergétique de référence	70
Figure 20- Evolution de la capacité nucléaire installée (GW) dans le modèle	70
Figure 21- Données de production de charbon et de lignite en Europe en 2018 - Source EURACOAL	71
Figure 22- Représentation des centrales charbon et lignite dans le système énergétique de référence ..	72
Figure 23- Evolution de la capacité de charbon installée (GW) dans le modèle.....	73
Figure 24- Evolution de la capacité existante de gaz installée (GW) dans le modèle	75
Figure 25- Représentation des technologies solaires dans le système énergétique de référence.....	79
Figure 26- Méthodologie employée pour construire la base de données PV d'EMHIRES- Source [147] ...	80
Figure 27- Facteur de capacité solaire moyen (2016-2018) en Espagne sur chaque pas de temps	82
Figure 28- Reconstruction des facteurs de capacité PV et CSP en Espagne sur l'horizon 2020-2050	83
Figure 29- Evolution de la capacité solaire installée existante (GW) dans le modèle	85
Figure 30- Méthodologie employée pour construire la base de la production éolienne d'EMHIRES- Source [147]	88
Figure 31- Représentation des technologies hydro dans le système énergétique de référence	90
Figure 32- Représentation des technologies de géothermie dans le système énergétique de référence .	93
Figure 33- Représentation des technologies utilisant la biomasse solide dans le système énergétique de référence	94
Figure 34- Représentation des technologies utilisant le biogaz et les biocarburants liquides dans le système énergétique de référence	94
Figure 35- Représentation des technologies utilisant les déchets municipaux renouvelables dans le système énergétique de référence	95
Figure 36- Potentiel et projets d'énergie thermique des mers dans le monde (Source [161])	100
Figure 37- Représentation des technologies de stockage dans le système énergétique de référence....	103
Figure 38- Représentation d'une situation d'échange multilatérale dans TIMES (source [112])	111
Figure 39- Représentation d'échanges bilatéraux dans TIMES (source [112])	112
Figure 40- Part des différents secteurs dans la consommation finale d'énergie en 2015	124
Figure 41- Ratio d'évolution de la demande par rapport à 2020 par pays	127
Figure 42- Scénarios de mobilité électrique (Source [188])	131
Figure 43- Courbes de charges pour un million de véhicules électriques dans le scénario Crescendo médian selon le type de pilotage – Source [188]	131
Figure 44- Profil de la demande de chaleur considérée en Allemagne et en France	133
Figure 45- Evolution du prix des ressources dans différents scénarios de projection.....	134
Figure 46- Carte des prix explicites du carbone (Source I4CE).....	135
Figure 47- Prix de la tonne de CO ₂ dans le SEQE (source Sandbag (SANDBAG- Smarter Climate Policy))	136
Figure 48- Hypothèse de prix de la tonne de CO ₂	137
Figure 49- Facteurs d'émission des différents combustibles	138
Figure 50- Facteurs de capacité solaire au Portugal pour une caractérisation sur 64 timeslices (en orange) et sur 12 timeslices (en bleu) sur la période 2020-2050	152
Figure 51- Facteurs de capacité éolien en Allemagne pour une caractérisation sur 64 timeslices (en orange) et sur 12 timeslices (en bleu) sur la période 2020-2050	153

Figure 52- Facteurs de capacité pour l'hydraulique fil de l'eau en Autriche pour une caractérisation sur 64 timeslices (en orange) et sur 12 timeslices (en bleu) sur la période 2020-2050	154
Figure 53- Différence de capacités installées entre les scénarios BASE_12TS et BASE_64TS.....	155
Figure 54- Production d'électricité au cours des différentes saisons dans les scénarios BASE_12TS et BASE en 2050.....	156
Figure 55- Puissance équivalente de production en Espagne en été dans le scénario BASE en 2050.....	157
Figure 56- Puissance équivalente de production en Espagne en été dans le scénario BASE_12TS en 2050	157
Figure 57- Différence des flux d'investissements dans le scénario BASE_12TS par rapport au scénario BASE_64TS.....	159
Figure 58- Part des différents moyens de production dans la fourniture globale d'électricité	160
Figure 59- Production d'électricité en 2016 et en 2050 dans chacune des zones dans le scénario de référence	162
Figure 60- Part du gaz naturel dans la production d'électricité en 2016, 2030, 2040 et 2050 dans le scénario de référence	163
Figure 61- Evolution de la part de renouvelable variable dans la production électrique dans le scénario de référence	164
Figure 62- Production d'électricité par saison en France en 2016 et en 2050.....	165
Figure 63- Répartition des imports journaliers de la France en 2050 en hiver dans le scénario de référence représentée sur les 8 pas de temps de la journée.....	166
Figure 64- Production électrique en France en 2050 en hiver dans le scénario de référence représentée sur les 8 pas de temps de la journée	166
Figure 65- Répartition des exports journaliers de la France en 2050 en été dans le scénario de référence représentée sur les 8 pas de temps de la journée	167
Figure 66- Production électrique en France en 2050 en été dans le scénario de référence représentée sur les 8 pas de temps de la journée	167
Figure 67- Production d'électricité par saison en Italie en 2016 et en 2050	168
Figure 68- Production électrique en Italie en 2050 en hiver dans le scénario de référence représentée sur les 8 pas de temps de la journée	169
Figure 69- Répartition des imports et des exports journaliers de l'Italie en 2050 en hiver dans le scénario de référence représentée sur les 8 pas de temps de la journée.....	169
Figure 70- Production électrique en Italie en 2050 en été dans le scénario de référence représentée sur les 8 pas de temps de la journée	170
Figure 71- Répartition des imports et des exports journaliers de l'Italie en 2050 en été dans le scénario de référence représentée sur les 8 pas de temps de la journée.....	170
Figure 72- Balance importatrice nette des échanges d'électricité par zone.....	171
Figure 73- Evolution des émissions de CO ₂ (Mt CO ₂)	172
Figure 74- Evolution de l'intensité en CO ₂ de la production électrique par pays	173
Figure 75- Différence de capacité installée entre 2016 et 2050 dans le scénario de référence.....	174
Figure 76- Flux d'investissements dans les 29 pays du modèle eTIMES-EU dans le scénario de référence	175
Figure 77- Production d'électricité dans les différents scénarios	176
Figure 78- Evolution du niveau d'émission de CO ₂ dans les différents scénarios	178
Figure 79- Evolution de la part de renouvelable variable dans le mix dans les différents scénarios	178

Figure 80- Capacités totales annuelles dans les différents scénarios	180
Figure 81- Différence de production électrique dans les scénarios alternatifs par rapport au scénario de référence	181
Figure 82- Nouvelles capacités installées dans le système pour les différents scénarios	182
Figure 83- Puissance de production équivalente en France en hiver en 2050 dans le scénario de référence	183
Figure 84 Puissance de production équivalente en France en hiver en 2050 dans le scénario BASE_nuc_lowcost	183
Figure 85- Puissance de production équivalente en France en été en 2050 dans le scénario de référence	184
Figure 86- Puissance de production équivalente en France en été en 2050 dans le scénario BASE_nuc_lowcost	184
Figure 87- Différence de capacité installée entre les scénarios BASE et BASE_ncapoff	186
Figure 88- Contraintes annuelles sur le volume des émissions de CO ₂ dans le scénario NEUTR	192
Figure 89- Evolution de la production d'électricité dans le scénario NEUTR	193
Figure 90- Part de renouvelable variable dans la production électrique totale en 2050 dans les scénarios de référence et de neutralité carbone	194
Figure 91- Evolution de la part des imports par rapport à la demande- données réelles en 2018 et résultats du scénario NEUTR en 2050	195
Figure 92- Différences de capacité dans le scénario NEUTR par rapport au scénario BASE pour l'ensemble des régions	196
Figure 93- Différences de capacité dans le scénario NEUTR par rapport au scénario BASE	197
Figure 94- Comparatif des flux d'investissements dans les 29 pays du modèle eTIMES-EU entre le scénario de référence et le scénario de neutralité carbone	198
Figure 95- Ecart des flux d'investissements annuels entre le scénario de référence et le scénario de neutralité	199
Figure 96- Volumes totaux des émissions de CO ₂ dans les scénarios BASE et NEUTR	200
Figure 97- Evolution du niveau d'émission en 2030 par rapport à 2016 dans les scénarios BASE et NEUTR	201
Figure 98- Volumes des émissions par groupe de régions	203
Figure 99- Evolution des émissions dans le scénario BASE et le scénario NEUTR dans la zone SEE	204
Figure 100- Production d'électricité dans la zone SEE dans les scénarios BASE et NEUTR	204
Figure 101- Evolution de la part du renouvelable variable dans le scénario de neutralité et le scénario sans CSC	210
Figure 102- Balance importatrice nette des échanges dans les différentes zones en 2050 pour le scénario NEUTR et ses variantes	212
Figure 103- Evolution du mix de production électrique global dans le scénario BUDGET -50	214
Figure 104- Production par saison dans la zone IBE en 2050 dans le scénario BUDGET -50	215
Figure 105- Production d'électricité dans les zones dans le scénario BUDGET -50	217
Figure 106- Evolution du mix de production dans les 4 scénarios de budget carbone	218
Figure 107- Volumes des émissions de CO ₂ dans les différents scénarios dans l'ensemble des 29 pays du modèle	219
Figure 108- Différentes étapes du projet Clim2Power	229

Figure 109- Précipitations moyennes annuelles (mm) pour la période historique (1976-2005) (figure supérieure) et anomalies (%) pour la période 2016-2045 pour les 11 combinaisons GCM-RCM sélectionnées avec le RCP 4.5 (en bas à gauche) et le RCP 8.5 (en bas à droite).....	232
Figure 110- Températures moyennes annuelles (°C) pour la période historique (1976-2005) (figure supérieure) et anomalies (%) pour la période 2016-2045 pour les 11 combinaisons GCM-RCM sélectionnées avec le RCP 4.5 (en bas à gauche) et le RCP 8.5 (en bas à droite)	233
Figure 111- Couverture spatiale des facteurs de capacité générés pour chaque projection climatique (263 régions NUTS2 et 96 régions maritimes).....	237
Figure 112- Etapes de l'apprentissage automatique.....	239
Figure 113- Classification des climats de Köppen-Geiger	242
Figure 114- Demande journalière moyenne d'électricité en fonction de la température pour la France, l'Allemagne, la Suède et le Portugal: les jours de semaine sont en vert et les jours de week-end en orange	244
Figure 115- Méthodologie utilisée pour la détermination des niveaux futurs de demande.....	245
Figure 116- Prédictions des niveaux de demande électrique journalière en France en 2018 avec les différents modèles	246
Figure 117- Variations du facteur de capacité du solaire pour l'ensemble des projections sur l'horizon 2030-2050	250
Figure 118-Variations du facteur de capacité de l'éolien sur terre pour l'ensemble des projections sur l'horizon 2030-2050	250
Figure 119- Variations du facteur de capacité de l'éolien en mer pour l'ensemble des projections sur l'horizon 2030-2050	251
Figure 120- Variations de la production renouvelable (solaire, éolien et hydraulique) par groupe de régions (Source : Clim2power Infographic N° 1 [227]).....	253
Figure 121- Part moyenne de renouvelable sur la période 2013-2018 et variations de la pénétration du renouvelable variable en 2030 et en 2050 en fonction des projections climatiques	255
Figure 122- Variation de l'intensité CO2 par pays en 2030 en fonction des projections climatiques (Source : Clim2Power Infographic N° 2 [227]).....	256
Figure 123- Variations du flux d'investissement par filière en 2050.....	257
Figure 124- Valeurs minimales des échanges en considérant les projections climatiques (Source : Clim2Power Infographic N°3 [227]).....	258
Figure 125- Valeurs maximales des échanges en considérant les projections climatiques (Source : Clim2Power Infographic N°3 [227]).....	259
Figure 126- Comparaison de la variabilité de la part du renouvelable variable (en haut pour les résultats de Clim2Power, en bas dans le scénario de sensibilité).....	262
Figure 127- Pictogramme représentant l'inadéquation entre les données fournies par les climatologues et les données requises par les modélisateurs de systèmes énergétiques (réalisé par Sofia G. Simoes pour le projet Clim2Power)	266
Figure 128- Evolution de la valeur objectif du problème relaxé	281
Figure 129- Evolution de la convergence des nouvelles capacités installées en 2050 à l'échelle des 29 pays.....	282
Figure 130- Evolution de la convergence des nouvelles capacités installées en 2050 par groupe de régions	283
Figure 131- Evolution de la convergence des émissions de CO2 en 2030 et 2040 par groupe de régions	285

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1- Paramètres définissant la qualité de la fréquence dans les zones à l'échelle Européenne fonctionnant à 50 Hz (Source [72])	31
Tableau 2- Pays considérés dans le modèle et zones correspondantes	51
Tableau 3- Périodes et années-jalons considérées dans le modèle.....	52
Tableau 4- Décomposition de l'année en pas de temps dans le modèle eTIMES-EU	53
Tableau 5- Données récupérées sur le serveur du "Transparency Platform"	55
Tableau 6- Synthèse des sources d'information sur les capacités	60
Tableau 7- Synthèse des sources d'information sur les moyens de production.....	64
Tableau 8- Parts de production non renouvelable majoritaires par pays.....	66
Tableau 9- Dates d'arrêt des centrales charbon dans le modèle eTIMES-EU	73
Tableau 10- Potentiels maximaux de lignite (PJ) considérés dans le modèle eTIMES-EU	74
Tableau 11- Coûts d'approvisionnement du lignite (M€/PJ) considérés dans le modèle eTIMES-EU	75
Tableau 12- Coûts projetés (M€/PJ) des schistes bitumineux en Estonie.....	76
Tableau 13- Capacité solaire maximale en GW	86
Tableau 14- Capacité éolienne maximale (GW)	89
Tableau 15- Capacités installées (GW) de centrales hydroélectriques.....	91
Tableau 16- Potentiel technique de la bioénergie par pays en Europe en PJ	97
Tableau 17- Données de consommation en PJ de la bioénergie en 2016 - Source Bioenergy Europe.....	98
Tableau 18-Potentiel de bioénergie en PJ utilisé dans les centrales de production d'électricité et de cogénération	99
Tableau 19- Potentiel maximal exploitable annuel en PJ.....	100
Tableau 20- Capacité (GW) des STEP existantes	103
Tableau 21- Productions annuelles minimales et maximales en TWh des STEP existantes pour les différents pays du modèle.....	104
Tableau 22- Potentiels théorique et réalisable pour l'ensemble des pays	106
Tableau 23- Potentiels théorique et réalisable par pays.....	106
Tableau 24- Potentiel supplémentaire (PJ) pour le développement de STEP par pays et par période	108
Tableau 25- Valeurs de la réserve de pic considérées dans chaque pays.....	113
Tableau 26- Capacité de stockage annuel de CO ₂ par pays	116
Tableau 27- Signification contextuelle des différentes entrées de légende	120

Tableau 28- Nouveaux niveaux de demande électrique finale en TWh par pays et par année	126
Tableau 29- Secteurs de demande finale et différents vecteurs énergétiques utilisés (Inspiré de [106])	128
Tableau 30- Part du transport (en %) dans la demande finale électrique	130
Tableau 31- Capacité maximale supplémentaire (hors prolongement) de déploiement nucléaire par pays (GW)	141
Tableau 32- Valeurs limites par période (GW) des nouvelles installations de centrales utilisant des sources non renouvelables.....	142
Tableau 33- Comparaison de la valeur moyenne maximale installée par période de 5 ans et de la valeur maximale annuelle installée.....	143
Tableau 34- Capacité maximale (GW) de solaire installable par période	144
Tableau 35- Capacité maximale historique d'éolien terrestre installée (GW)	144
Tableau 36- Capacité maximale (GW) d'éolien terrestre installable par période.....	145
Tableau 37- Capacité maximale historique (GW) d'éolien en mer installée.....	146
Tableau 38- Capacité maximale (GW) d'éolien en mer installable par période	147
Tableau 39- Capacité maximale (GW) de centrales hydroélectriques installables par période	147
Tableau 40- Contrainte sur l'activité maximale annuelle (PJ) des centrales géothermiques	148
Tableau 41- Capacité maximale (GW) de centrales de bioénergie installables par période	149
Tableau 42- Capacité maximale (GW) de centrales marines installable par période	150
Tableau 43- Différence de production (TWh) en 2050 entre le scénario BASE_12TS et le scénario BASE dans les régions du modèle.....	155
Tableau 44- Différence des flux d'investissements annuels en milliards d'€ dans le scénario BASE_12TS par rapport au scénario BASE dans les groupes de régions	158
Tableau 45- Part de renouvelable dans les mix des différents groupes de régions	160
Tableau 46- Réduction des émissions de CO ₂ dans les différents scénarios entre 2016 et 2050.....	177
Tableau 47- Différence de capacité dans le scénario BASE_ncapoff par rapport au scénario BASE en 2050	186
Tableau 48- Part par zone des nouveaux investissements dans le mix	198
Tableau 49- Réduction de l'intensité CO ₂ (g CO ₂ /kWh) par groupe de régions dans le scénario NEUTR par rapport à 2016.....	203
Tableau 50 - Nouvelles installations éoliennes (GW) dans la zone SEE sur la période 2025-2050.....	205
Tableau 51- Nouvelles installations solaires (GW) dans la zone SEE sur la période 2025-2050	205
Tableau 52- Balances nettes en TWh des échanges d'électricité en 2050 par zone dans les différents scénarios.....	211
Tableau 53- Part du renouvelable variable dans les différentes zones en 2050	212
Tableau 54- Niveaux de contrainte définis pour les budgets carbone.....	213
Tableau 55- Part de renouvelable variable dans le mix de production en 2030 et en 2050 dans le scénario BUDGET -50	215
Tableau 56- Rythme de déploiement des nouvelles capacités (GW) par période de 5 ans entre 2025 et 2050 dans les scénarios BUDGET-80 et BUDGET-50	220
Tableau 57- Effets du climat sur les différents moyens de production d'électricité	227
Tableau 58- Différentes projections climatiques considérées dans le projet Clim2Power	230
Tableau 59- Zones de Köppen-Geiger et choix de zones équivalentes.....	241
Tableau 60- Erreur absolue moyenne en pourcentage des modèles par pays.....	246
Tableau 61- Valeurs de k en 2030 et en 2050 pour les différentes sources renouvelables	252

Tableau 62- Valeurs de k pour les différents groupes de régions en 2050.....	252
Tableau 63- Variations de la production de gaz naturel par rapport au scénario NEUTR	254
Tableau 64- Variations de l'intensité en CO ₂ (gCO ₂ /kWh) par rapport au scénario NEUTR pour chaque groupe de régions.....	255
Tableau 65- Différences des investissements sur la période 2030-2050 par rapport au scénario NEUTR.....	257
Tableau 66- Eléments différenciant entre l'analyse de sensibilité réalisée et les hypothèses du projet Clim2Power	260
Tableau 67- Comparaison de la variabilité en 2030 et en 2050 pour les différentes sources renouvelables	261
Tableau 68- Comparaison de la variabilité en 2050 par groupe de régions	261
Tableau 69- Facteurs de capacité annuels des centrales existantes utilisant l'énergie nucléaire pour les différents pays du modèle.....	A
Tableau 70- Facteurs de capacité annuels des centrales futures utilisant l'énergie nucléaire pour les différents pays du modèle.....	B
Tableau 71- Facteur de capacité par saison	B
Tableau 72- Prolongement maximal de la capacité nucléaire existante (GW) par période et par pays du modèle.....	C
Tableau 73- Contraintes de déploiement (GW) des nouvelles centrales charbon	D
Tableau 74- Facteurs de capacité de production annuels des centrales existantes utilisant du charbon autre que du lignite pour les différents pays du modèle	E
Tableau 75- Facteurs de capacité de production annuels des centrales existantes utilisant du lignite pour les différents pays du modèle	E
Tableau 76- Facteurs de capacité de production annuels des centrales de cogénération existantes pour les différents pays du modèle	F
Tableau 77- Facteurs de capacité de production annuels des nouvelles centrales de cogénération pour les différents pays du modèle.....	G
Tableau 78- Facteurs de capacité de production annuels des centrales cycle combiné existantes pour les différents pays du modèle.....	H
Tableau 79- Facteurs de capacité de production solaire annuels pour les panneaux existants et futurs pour les différents pays du modèle.....	I
Tableau 80- Facteurs de capacité de production éolienne terrestre annuels pour les différents pays du modèle.....	J
Tableau 81- Facteurs de capacité de production annuels de l'éolien en mer pour les différents pays du modèle.....	K
Tableau 82- Facteurs de capacité de production annuels des centrales au fil de l'eau présentes et futures pour les différents pays du modèle.....	L
Tableau 83- Facteurs de capacité de production annuels des centrales équipées de réservoir présentes et futures pour les différents pays du modèle	M
Tableau 84- Facteurs de capacité de production annuels des centrales géothermiques pour les différents pays du modèle	N
Tableau 85- Facteurs de capacité de production annuels des centrales utilisant la biomasse solide pour les différents pays du modèle	O
Tableau 86- Facteurs de capacité de production annuels des centrales utilisant le biogaz et les biocarburants liquides pour les différents pays du modèle.....	P

Tableau 87- Facteurs de capacité de production annuels des centrales utilisant les déchets renouvelables pour les différents pays du modèle.....	Q
Tableau 88- Facteurs de capacité de production annuels des centrales utilisant l'énergie marine pour les différents pays du modèle.....	R
Tableau 89- Facteurs de capacité de production journaliers des STEP existantes pour les différents pays du modèle.....	S
Tableau 90- Evolution du prix des ressources dans les projections.....	W

Acronymes

AIE	Agence Internationale de l'Energie
AAC	Already Allocated Capacity
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators - Agence de coopération des régulateurs de l'énergie
ALP	Alpine Peninsula - Péninsule Alpine
ATC	Available Transfer Capacity
BIS	British Islands - Iles Britanniques
BT	Basse Tension
CAPRI	Common Agricultural Policy Regional Impact Analysis
CCNUCC	Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques
CEE	Central East Europe - Europe du Centre-Est
CHP	Combined Heat and Power
CNUCED	Convention des Nations unies sur le commerce et le développement
CSC	Capture et Stockage du Carbone
CSP	Concentrated Solar Plant
CWE	Central West Europe - Europe du Centre-Ouest
DICE	Dynamic Integrated model for Climate and the Economy

DWD	Deutscher Wetterdienst
EFISCEN	European Forest Information SCENario Model
EFOM	Energy Flow Optimization Model
EMHIRES	European Meteorological derived high resolution renewable energy source
EMMS	Energy Minimization Multiscale
ENSPRESO	Energy Systems Potentials for Renewable Energy Sources
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity - Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricités
EPEX	European Power Exchange
ERA4CS	European Research Area for Climate Services
EURACOAL	European Association for Coal and Lignite
Eurostat	European Statistical Office
EWEA	European Wind Energy Association
FTP	File Transfer Protocol
GCM	General Circulation Model - Modèle de circulation générale Global Climate Model - Modèle climatique global
GEM-E3	General Equilibrium Model for Economy-Energy-Environment
GES	Gaz à Effet de Serre
GIEC	Groupement Intergouvernemental d'Experts sur le Climat
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution
GRT	Gestionnaire du Réseau de Transport
HFO	Heavy Fuel Oil
IBE	Iberian Peninsula - Péninsule Ibérique
IEA	International Energy Agency
IGCC	Integrated gasification combined cycle
IPC	Indice des prix à la consommation
IRENA	International Renewable Energy Agency
JPI	Joint Programming Initiatives
JRC-PPDB	Joint Research Center Power Plant Database
LEAP	Low Emissions Analysis Platform
LIMES	Long-term Investment Model for the Electricity Sector
LTECV	Loi de transition énergétique pour la croissance verte
MAED	Model for Analysis of Energy Demand
MAF	Midterm Adequacy Forecast
MARKAL	MARkет Allocation
MESSAGE	Model of Energy Supply Systems And their General Environmental Impact
MT	Moyenne Tension
NECP	National energy and climate plan

NEE	Nordic & Eastern Nordic - Europe du Nord-Est
NREAP	National Renewable Energy Action Plan
NTC	Net Transfer Capacity
NWN	Nordic & Western Nordic - Europe du Nord-Ouest
PAC	Politique Agricole Commune
PEM	Proton Exchange Membrane
PIB	Produit Intérieur Brut
PMA	Pays les Moins Avancés
PME	Petites et Moyennes Entreprises
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PSE	Process System Engineering
RAM	Random Access Memory
RCG	Réacteurs à caloporteur gaz
RCM	Regional Climate Model - Modèle climatique régional
RCP	Representative Concentration Pathways
REB	Réacteur à eau bouillante
REP	Réacteur à eau préssurisée
RTE	Réseau de transport d'électricité
SDS	Sustainable Development Scenario
SEE	South Eastern Europe - Europe du Sud-Est
SEQE	Système d'échange de quotas d'émission
STEP	Station de Transfert d'Energie par Pompage
THT	Très Haute Tension
TIMES	The Integrated MARKAL-EFOM System
TP	Transparency Platform
TRM	Transmission Reliability Margin
TSO	Transmission System Operator
TTC	Total Transfer Capacity
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UNESCO	Organisation des Nations unies pour l'éducation, la science et la culture
WEM	World Energy Model

Unités

MW	MégaWatt
GW	GigaWatt
GWh	GigaWatt-heure
TWh	TéraWatt-heure
Mtep	Million de tonnes d'équivalent pétrole
PJ	PétaJoule

INTRODUCTION GENERALE



Différentes échelles de temps caractérisent la description des variables atmosphériques d'un lieu ou d'une région. Les conditions météorologiques représentent l'état instantané ou s'étendant à quelques jours. Elles sont décrites par les données de température, de précipitation ou par la perception ambiante (temps chaud ou froid, clair ou orageux, ...). Le climat est défini par une valeur moyenne ou un intervalle de variation des variables climatiques ou des conditions météorologiques observées sur des périodes de temps très longues (supérieures ou égales à 30 ans). Deux types de variations peuvent impacter les valeurs caractéristiques d'un climat. Les variations à l'échelle mensuelle, saisonnière ou annuelle par rapport aux valeurs statistiques de long terme sur la même période sont qualifiées d'anomalies et le terme **variabilité climatique** désigne ces déviations. On les attribue à des processus internes naturels au sein du système climatique. Le **changement climatique** désigne quant à lui une variation plus significative des valeurs caractéristiques ou de la variabilité qui est plus marquée dans le temps. Il est défini par la convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC) comme : « un changement de climat qui est attribué directement ou indirectement à une activité humaine altérant la composition de l'atmosphère et qui s'ajoute à la variabilité naturelle du climat observée au cours de périodes comparables ». Le changement climatique s'évalue sur des échelles de temps qui vont au-delà de plusieurs décennies. Résultant d'une demande énergétique et de biens de consommation croissante depuis la révolution industrielle, les émissions cumulées de gaz à effet de serre (GES) du secteur électrique et des autres activités anthropogéniques entraînent un forçage externe sur le système climatique [1]. En effet, l'augmentation de la concentration des GES dans l'atmosphère réduit l'amplitude du rayonnement retourné dans l'espace par la surface terrestre. On assiste alors à un réchauffement global du climat terrestre entraînant une modification des écosystèmes [2]–[4].

En 2007, le GIEC¹ soulevait la nécessité de disposer de scénarios climatiques pour évaluer le changement climatique. A cette requête, la communauté scientifique a, dans un processus en

¹ Groupement Intergouvernemental d'Experts sur le Climat

trois phases, procédé à l'élaboration d'un ensemble de scénarios de différentes trajectoires d'émissions, de concentrations et d'utilisation des terres. Cet ensemble contient quatre trajectoires qui ont été conçues pour être représentatives de toute la gamme des scénarios d'émissions trouvés dans la littérature. Ces quatre trajectoires, appelées trajectoires de concentration représentatives (RCP), conduisent à différents niveaux de forçage radiatif² en 2100 par rapport aux conditions préindustrielles : un niveau de forçage très faible (2,6 W/m²), deux niveaux de forçage moyens (4,5 W/m², 6 W/m²) et un niveau de forçage élevé (8,5 W/m²) [5]. L'exhaustivité et la représentation des données caractéristiques des RCP à une résolution de 0,5° x 0,5° (55 km x 55 km) permettent une utilisation ultérieure dans les modèles climatiques. En ce sens, EURO-CORDEX [6], la branche européenne de l'initiative CORDEX (Coordinated Regional Downscaling Experiment), s'est appuyée sur diverses combinaisons de modèles de circulation générale (GCM) et de modèles climatiques régionaux (RCM) pour simuler les changements climatiques régionaux en Europe à une résolution de 0,11° (12,5 km). Les résultats obtenus viennent compléter les initiatives entreprises dans le cadre des projets PRUDENCE [7] puis ENSEMBLES [8].

Modèles numériques de climat

Les modèles numériques de climat représentent les processus physiques dans l'atmosphère, l'océan, la cryosphère et la surface terrestre. Ils en fournissent une description mathématique qui permet de comprendre le fonctionnement du système climatique global et de simuler sa réponse face à l'augmentation de la concentration des GES.

Les modèles de circulation générale (GCM) permettent d'évaluer le changement climatique à l'échelle globale. Pour couvrir toute l'étendue de la surface terrestre tout en limitant les coûts du calcul numérique, ils utilisent un maillage grossier de la surface terrestre pouvant aller de 100 km à 600 km. L'atmosphère et l'océan sont représentés par 10 à 30 couches. Les résultats de la simulation du changement climatique sont fournis à une fréquence de 6h. Ces modèles varient dans la description des différentes boucles de rétroaction du système et peuvent ainsi fournir différents résultats face à des niveaux de forçage identiques.

Pour évaluer le changement climatique à des échelles plus fines, on applique sur les résultats à l'échelle globale une réduction d'échelle statistique ou une nouvelle simulation à l'aide des

² Le forçage radiatif représente la différence entre l'énergie radiative reçue et l'énergie radiative émise par un système climatique donné. Plus sa valeur est élevée, plus le système conserve de la radiation et se réchauffe.

modèles climatiques régionaux (RCM). Ces derniers ont une résolution horizontale comprise entre 10 et 50 km.

Les résultats fournis par le couple GCM-RCM se présentent sous la forme de variables climatiques (température, humidité, vitesse du vent, ...) et des données de précipitations, de radiation solaire reçues en un point. [9], [10]

Les travaux du GIEC [2], [11] ont par la suite alerté sur les conséquences d'une augmentation non maîtrisée de la température moyenne du globe sur les populations, les économies et les écosystèmes. En substance, un dépassement du seuil d'augmentation de 2°C de la température moyenne globale par rapport aux niveaux de la période préindustrielle s'accompagnerait d'un risque accru d'évènements climatiques extrêmes (fortes précipitations, vagues de chaleurs, tempêtes), d'une acidification des océans, d'une montée du niveau moyen des océans et d'un changement dans les cycles hydrologiques. Les systèmes de production électrique seront également impactés. Il existe en effet un lien entre certaines variables climatiques et la performance globale de la production électrique. On peut notamment évoquer l'effet de la température ambiante sur l'efficacité des turbines et celle des panneaux photovoltaïques, l'effet du niveau de précipitation sur la production hydraulique et également celui de la vitesse du vent sur la production éolienne [12]. Outre la production, la demande électrique est également impactée par les niveaux de température. Par ailleurs, certains évènements climatiques extrêmes peuvent lourdement affecter le système électrique et se traduire par la destruction d'infrastructures (destruction de lignes de transport d'électricité, dommages aux moyens de production, accidents nucléaires, ...).

L'impact du changement climatique sur le système électrique européen

Les différentes projections climatiques à l'échelle européenne s'accordent sur une augmentation globale des températures en Europe, une augmentation des précipitations dans le Nord de l'Europe et une réduction dans le Sud [13]. Partant de ces résultats, différentes études ont cherché à caractériser l'impact à moyen et long termes du changement des conditions climatiques sur la production et la demande électrique en Europe.

Introduction générale

Dans l'état de l'art réalisé par M.C. Bonjean Stanton et al. [14], la cinquantaine d'articles parus entre 1997 et 2015 projettent une réduction de la production thermique à travers l'Europe entraînée par une réduction de l'efficacité des centrales. D'autre part, l'augmentation des précipitations dans le Nord sera favorable à la production hydroélectrique tandis que le Sud en produira moins en raison de la baisse des niveaux de précipitation. Ces résultats globaux proviennent d'études dont la couverture géographique varie d'un pays [15], à une région [16] ou à l'ensemble de l'Europe [17]. Ces études portent en outre sur un moyen de production particulier (solaire [18], hydraulique [19], éolien [20], bioénergie[21]) ou un mix de moyens de production électrique [17], [22].

Du côté de la demande, l'étude réalisée par Leonie Wenz et al. [23] sur 35 pays en Europe, décrit des effets opposés du changement climatique sur le pic de la consommation et la demande électrique totale entre le Nord et le Sud de l'Europe. Le pic de consommation hivernal dans les pays du Nord de l'Europe évoluera à la baisse alors que dans le Sud et l'Ouest de l'Europe (à l'exception de l'Italie), les pics estivaux auront des valeurs plus élevées. Dans plusieurs pays, l'étude anticipe également une modification de la courbe de charge³ et un déplacement de la demande de pic d'électricité de l'hiver vers l'été. En fonction du niveau de forçage considéré, on observe un effet plus ou moins prononcé de la baisse de la demande journalière dans le Nord de l'Europe et d'une augmentation dans le Sud et l'Ouest. Une analyse de l'impact en Europe sur la demande électrique d'une augmentation⁴ de la température globale de 2°C a été réalisée par Andrea Damm et al. [24]. En considérant la relation entre la température et les niveaux de consommation dans chaque pays, l'étude conclut à une diminution de la demande électrique totale dans la plupart des pays européens. A l'exception de l'Italie, la demande supplémentaire de froid reste moins élevée que la réduction de la demande de chaleur dans les 25 autres pays étudiés. A travers une simulation du changement climatique sur les 100 prochaines années, l'étude de G. S. Eskeland et T. K. Mideksa [25] confirme l'augmentation de la demande de froid en Italie par rapport à la demande de chaleur et trouve le même effet à Chypre, en Grèce, à Malte, en Espagne et en Turquie. Leur analyse suggère une augmentation de la demande nette d'électricité dans le Sud, une réduction dans le Nord et à la fois des augmentations et des réductions dans le centre.

³ Profil de la demande électrique

⁴ Par rapport aux niveaux préindustriels

Toutes ces études sur l'évaluation des impacts du changement climatique dans la production et la demande électrique revêtent un intérêt particulier pour quantifier l'adaptation nécessaire dans le secteur [22], [25], [26]. La longue durée de vie des infrastructures et la participation attendue du secteur pour l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de GES justifient le besoin de choix optimaux pour le long terme. La plupart des études citées ci-dessus adoptent cependant une approche statique du système ne prenant pas en compte l'évolution technologique et la possibilité d'investissement dans de nouvelles infrastructures. Aujourd'hui, le potentiel encore exploitable pour les sources d'énergie renouvelable, l'évolution à la baisse des coûts, l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements offrent différentes perspectives face aux conditions climatiques futures.

L'intégration du changement climatique dans la planification à long terme du système électrique européen

Les études de J. Peter [27], M. Schlott et al. [28] sur le système électrique et celles de P. Dowling [22], P. Seljom et al. [29] sur le système énergétique vont dans le sens d'une planification à long terme qui intègre l'impact du changement climatique. M. Schlott et al. [28] focalisent leur étude sur le scénario RCP 8.5. En utilisant les données issues de trois combinaisons GCM-RCM dont ils projettent les effets sur la ressource éolienne, solaire et hydraulique sur 30 pays en Europe jusqu'en 2100, les auteurs évaluent les investissements en termes de capacité de production et de lignes d'interconnexion nécessaires en fin de siècle. L'effet du climat sur la demande électrique n'est néanmoins pas pris en compte dans cette étude de même que les capacités résiduelles d'une période à l'autre. Elle relève, par ailleurs, une plus grande participation de la production solaire photovoltaïque dans la production électrique future et un besoin d'extension de la capacité d'interconnexion d'un facteur de 9 voire 10. L'étude de J. Peter [27] se consacre également au scénario RCP 8.5. En comparant une planification sans anticipation, avec anticipation partielle, et avec une intégration totale des effets du changement climatique, l'étude identifie des variations importantes sur la place du solaire et de l'énergie éolienne. Les effets du changement climatique considérés ne correspondent pas cependant à une même combinaison d'un modèle climatique global et d'un modèle climatique régional. Ils proviennent de résultats de différentes autres études.

1. Le projet Clim2Power

Né en 2011 d'une volonté européenne de coordonner les efforts de recherche sur le climat et de financer des activités transnationales, l'initiative JPI Climate constitue une plateforme de support pour différents mécanismes et programmes (Horizon 2020, ERA-NET, Climate KIC, ...) européens. Le consortium ERA4CS (European Research Area for Climate Services) en particulier vise à travers ses activités à « fournir des connaissances pour faire face aux impacts de la variabilité et du changement climatique, ainsi que des conseils aux chercheurs et aux décideurs politiques et commerciaux ». C'est dans cette optique que s'inscrit le projet Clim2Power financé par six agences de recherche : l'ANR en France, BMBF en Allemagne, FORMAS en Suède, BMWFW en Autriche, EPA en Irlande et FCT au Portugal. Ce projet de recherche fournira à tous les utilisateurs finaux potentiels, des données concernant l'impact du climat sur la production hydraulique, éolienne, solaire, la demande électrique, de chauffage et de climatisation à une échelle saisonnière et sur le long-terme. Toutes ces données, accessibles à travers une interface web, auront à la fois un but informatif mais aussi décisionnel. Le travail de recherche dans le projet Clim2Power a été rendu possible grâce à l'utilisation d'une suite de méthodes scientifiques éprouvées et novatrices dans le traitement de données climatiques, la simulation de production renouvelables, l'apprentissage automatique, le dispatching électrique et la planification à long terme. Le projet a donné lieu à des communications scientifiques incluant 3 publications dans des journaux scientifiques [30]–[32] ainsi que différents rendus dans des conférences et des réunions de projet [33].

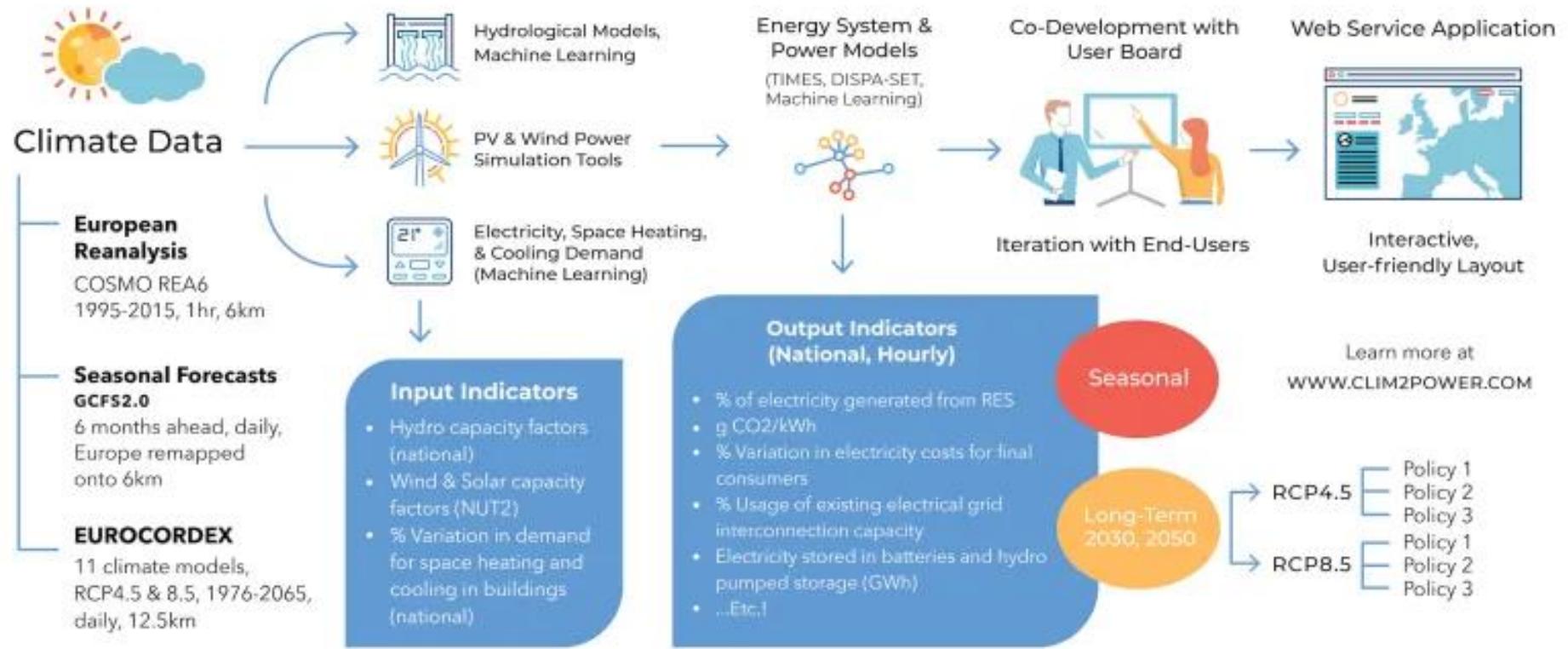


Figure 1- Processus des tâches du projet Clim2Power (réalisé par Sofia G. Simoes pour le projet Clim2Power)

2. Objectifs et contributions de cette thèse

Le travail réalisé dans cette thèse s'inscrit dans le cadre du projet Clim2Power dans son rôle d'information et d'aide à la décision. Il contribue à l'effort de recherche face aux défis environnementaux du système électrique européen notamment en ce qui concerne l'atteinte de la neutralité carbone en 2050. Pour proposer des choix optimaux sur le long terme, cette thèse adopte une modélisation de type MARKAL⁵ TIMES[34] basée sur une représentation technico-économique détaillée du système électrique. Cette approche est propice à la caractérisation de son fonctionnement et à l'évaluation des investissements déterminant sa mutation. Cette thèse propose également à travers une approche jusqu'ici absente dans la littérature, une prise en compte de la variabilité climatique dans les décisions d'investissement relatives à la planification du système électrique européen. Elle utilise pour cela une suite de projections climatiques de long terme desquelles sont extraits des indicateurs énergétiques cohérents sur l'ensemble de la plaque européenne. Ces indicateurs servent à décrire l'évolution simultanée du productible solaire, éolien, hydraulique mais également de la demande électrique dans 29 pays en Europe. La variabilité de ces paramètres permet de déterminer pour le système électrique l'incertitude associée aux niveaux de décarbonisation effectifs sur le long terme.

Enfin, cette thèse introduit une méthode numérique qui offre des perspectives dans la résolution de modèles multi-régions. Basée sur la relaxation lagrangienne, cette méthode exploite les contraintes faibles du problème et reformule une séquence de problèmes de taille moins importante résolus itérativement. Elle constitue aussi une heuristique dans la résolution du problème global posé. Ce travail permet d'envisager des décompositions spatiales et temporelles fines dans les modèles multi-régions de type MARKAL TIMES.

3. Organisation du mémoire

Le premier chapitre de cette thèse présente l'évolution du système électrique européen et les défis actuels de l'économie européenne. Il aborde ensuite les analyses de long terme du système

⁵ MARKet ALlocation

Introduction générale

électrique européen, la typologie des modèles utilisés et examine leur pertinence pour la planification.

Nous rappelons dans le 2^e chapitre les défis posés par la conception d'un modèle pour le système européen interconnecté. Ce chapitre sert à clarifier les spécifications du modèle, le niveau d'analyse avec lequel il est compatible et les sujets qu'il peut aborder. La suite du chapitre décrit le modèle d'optimisation bottom-up eTIMES-EU construit.

Le troisième chapitre est le premier chapitre d'application. Nous y étudions avec le modèle eTIMES-EU un scénario dit "de référence" et des analyses de sensibilité sur les hypothèses techniques et économiques de ce scénario.

Dans le quatrième chapitre, nous évaluons des scénarios alternatifs pour la décarbonisation du système électrique européen. Nous définissons d'abord un scénario de neutralité carbone en 2050 puis tout comme pour le scénario de référence, des analyses de sensibilité servent à identifier l'impact de politiques énergétiques et de la non-disponibilité d'options technologiques.

Nous présentons dans le cinquième chapitre le cœur de la contribution de cette thèse au projet Clim2Power. Après un rappel des différentes méthodes statistiques et physiques pour convertir les données climatiques en indicateurs de long terme pour la production électrique, nous décrivons le processus de son intégration dans le modèle construit. Dans la suite du chapitre, nous étudions l'impact des différents scénarios climatiques considérés sur l'évolution du mix européen.

Le sixième chapitre aborde les questions numériques du problème linéaire associé au système interconnecté. Nous discutons des méthodes mises en œuvre, de leur performance et de l'utilisation potentielle des résultats obtenus.

VALORISATION DU TRAVAIL DE THÈSE

1. Publications

Filipa Amorim, Sofia Simoes, Gildas Siggini, and Edi Assoumou. Introducing climate variability in energy systems modelling. *Energy*, 206:118089, September 2020. [doi: 10.1016/j.energy.2020.118089](https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118089). URL <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-03084213>.

2. Communication dans un congrès

Filipa Amorim, Sofia Simoes, Edi Assoumou, and Gildas Siggini. Introducing climate variability in Energy Systems Modelling. In ICEE 2019- 4th International Conference on Energy and Environment: bringing together Engineering and Economics, Guimarães, Portugal, May 2019. URL <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-03084220>.

Gildas Siggini, Sophie Demassey, and Edi Assoumou. Investment choices and capacities at risk in decarbonizing the EU electric system. In International Conference on Applied Energy 2019, Västerås, Sweden, August 2019. URL <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-02318615>.

Sofia Simoes, Filipa Amorim, and Gildas Siggini. Clim2power : Translating climate data into power plants operational guidance. In ICEE 2019- 4th International Conference on Energy and Environment: bringing together Engineering and Economics, Guimarães, Portugal, May 2019. URL: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-03084227>.

3. Posters

Patricia Fortes, Sofia Simoes, Gildas Siggini, Yves-Marie Saint-Drenan, and Edi Assoumou. How sensitive is a carbon neutral power sector to climate change? Interplay between hydro, solar and wind for Portugal. EMP-E 2020 { Modelling Climate Neutrality for the European Green Deal, October 2020. URL <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-03084239>. (Poster).

Sofia Simoes, Edi Assoumou, Gildas Siggini, Filipa Amorim, and Yves-Marie Saint-Drenan. Assessing climate change impacts in the European and Portuguese power sector. National Meeting on Climate Change Research, February 2020. URL <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-03084238>. (Poster).

CHAPITRE 1 : ENJEUX ACTUELS ET FUTURS

DU SYSTEME ELECTRIQUE EUROPEEN



Introduction du chapitre 1

L’industrie électrique européenne est définie par Thomas P. Hughes comme un « système sociotechnique comprenant des composantes technologiques, mais aussi institutionnelles et organisationnelles, de même que des ressources naturelles et une législation » [35]. Elle s’est construite au fil des années d’abord dans une perspective nationale pour évoluer ensuite vers un large système interconnecté. Son évolution est le résultat d’une mutation cherchant à minimiser les coûts et à trouver les moyens les moins chers et les plus accessibles pour la production. A ses débuts, l’hydroélectricité et le charbon ont été les ressources les plus plébiscitées à cet effet. L’héritage fossile en particulier fait de la production d’électricité et de chaleur la première source d’émission de gaz à effet de serre devant le transport en Europe. L’engagement dans la décarbonisation du secteur entraîne un besoin de restructuration de l’appareil productif qui doit continuer à garantir une sécurité d’approvisionnement et l’adéquation entre l’offre et la demande.

Cette première partie présente les spécificités du système électrique et discute des différentes questions que soulève la prise en compte des contraintes environnementales. En Europe mais également partout dans le monde, une prise de conscience est née par rapport à la nécessité d’œuvrer pour limiter les émissions de GES.

1. Le bilan environnemental de la production mondiale d'électricité

L'électricité tient indéniablement une place prépondérante dans l'ensemble de nos sociétés modernes. Elle constitue un vecteur aujourd'hui presque exclusif pour de nombreux usages déterminant le niveau global de développement économique et humain d'un pays. La disponibilité de la ressource électrique conditionne l'activité industrielle, la fourniture de services tels que l'éducation, la conservation des aliments, la communication, le fonctionnement des centres de santé, des institutions financières, pédagogiques... [36] Ainsi, les pays les moins avancés (PMA) sont ceux où les taux d'accès à l'électricité sont les plus faibles. Selon le rapport 2017 du CNUCED sur les pays les moins avancés [37], 62% de la population desdits pays n'a pas accès à l'électricité contre 10% dans les autres pays en développement. A l'échelle mondiale, la demande finale d'électricité a connu une croissance spectaculaire au cours des 50 dernières années. En 2017, elle représentait 18,9% de la demande finale énergétique contre 9,4% en 1973. En volume, elle a été multipliée par 4 sur la même période, passant de 6131 à 25606 TWh [38].

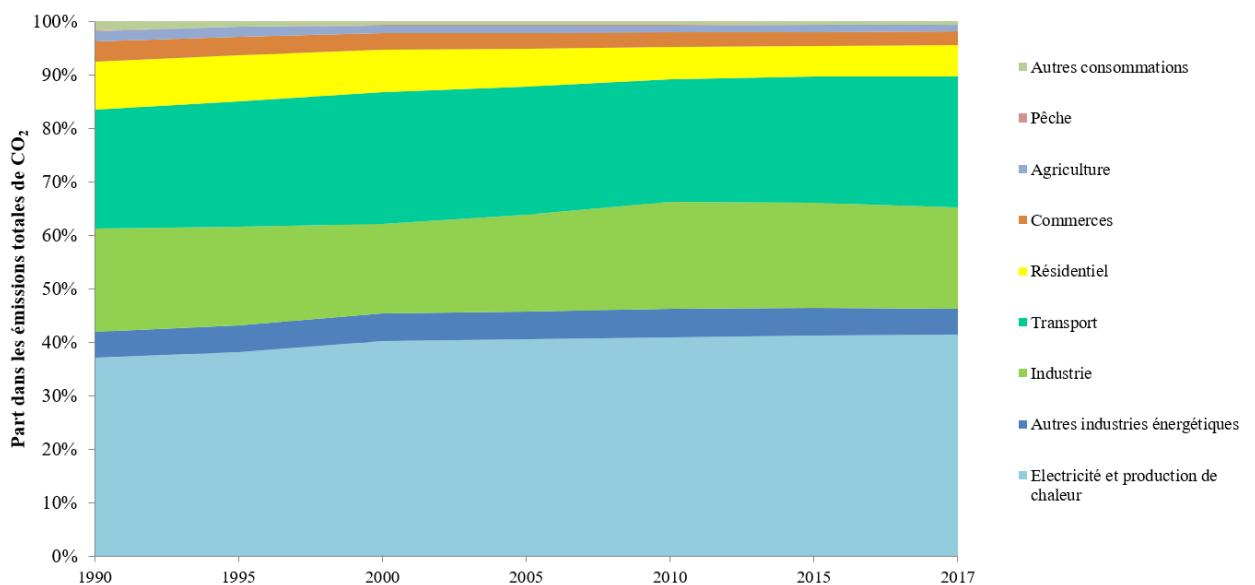


Figure 2- Emissions mondiales de CO₂ par secteur (Source : AIE)

La production électrique mondiale est largement dominée par l'utilisation de ressources fossiles. En 2017, elles ont fourni près de 61,5% de l'électricité finale [38]. Dans les centrales de production utilisant ces dernières, l'énergie cinétique et/ou thermique issue la combustion de charbon ou de gaz naturel - et dans une plus faible part de pétrole ou d'autres ressources fossiles

(lignite, tourbe, schistes bitumineux) – est convertie en énergie mécanique pour l’alternateur puis en électricité. L’élément déclencheur de cette chaîne, la combustion du fossile carboné, s’accompagne également d’émissions de CO₂ et d’autres polluants atmosphériques. Sur le plan statistique, la fourniture d’électricité et de chaleur représente un peu plus de 40% des émissions mondiales de CO₂ en 2017. La Figure 3 issue des travaux du GIEC donne un éventail des risques relatifs aux motifs de préoccupation (Reasons for Concern (RFCs)) associés à une augmentation de la température moyenne globale par rapport aux niveaux de l’ère préindustrielle. Ces RFCs illustrent les implications du réchauffement et de l’adaptation limitée pour les personnes, les économies et les écosystèmes. Il apparaît clairement qu’une augmentation non maîtrisée de la température moyenne du globe augmentera le risque d’évènements climatiques extrêmes.

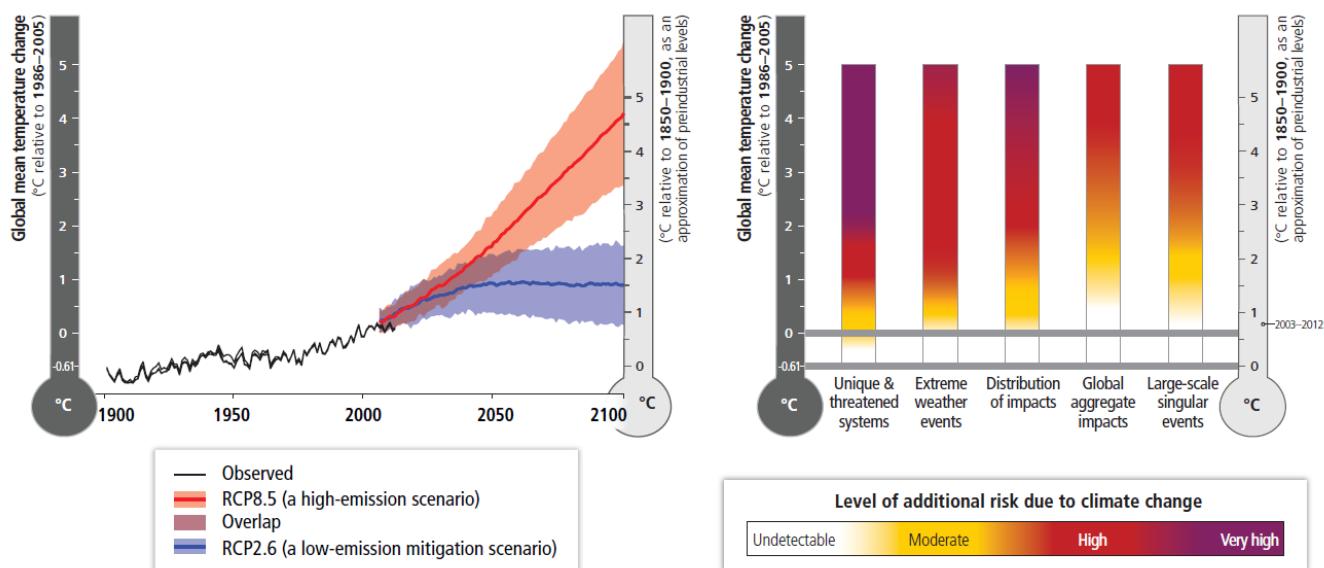


Figure 3- Perspective globale des risques liés au changement climatique (Source [2])

2. Les plans de maîtrise des émissions

Au vu de cette perspective et de l’augmentation globale d’environ 1°C déjà atteinte, l’Accord de Paris a affirmé l’engagement des Parties signataires à agir pour « contenir l’élévation de la température moyenne de la planète nettement en dessous de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels et poursuivre l’action menée pour limiter l’élévation de la température à 1,5°C par rapport aux niveaux préindustriels ... ». Chaque Partie est ainsi tenue de communiquer une

contribution déterminée au niveau national qui participe de l'effort commun pour atteindre un plafonnement mondial des émissions de gaz à effet de serre ‘**dans les meilleurs délais**’ [39]. Dans les différentes projections du GIEC en lien avec les objectifs $\Delta T < 2^\circ\text{C}$, ce plafonnement des émissions de CO₂ sera atteint entre 2020 et 2030 [40]. Au nombre des contributions des différentes Parties, celle l’Union Européenne, responsable aujourd’hui d’environ 10% des émissions mondiales de CO₂, se décline en trois paquets climatiques. Le premier paquet climat-énergie, dit paquet 3 fois 20, fixe comme objectifs pour 2020 : 20% de réduction des émissions de GES par rapport à 1990, 20% de la production totale d’énergie issue de renouvelables, amélioration de l’efficacité énergétique de 20%. A l’horizon 2030, les objectifs sont : une réduction des émissions de GES de 40% par rapport aux niveaux de 1990, une part des énergies renouvelables d’au moins 32% et une amélioration de l’efficacité énergétique d’au moins 32,5%. Enfin, dans une vision à plus long terme, l’Union vise une réduction des émissions de GES de 80 à 95% et une neutralité carbone en 2050 portées par sept piliers stratégiques :

- ★ Une maximisation des avantages de l’efficacité énergétique dans l’industrie et le bâtiment portée par la rénovation, une meilleure intégration des sources d’énergie renouvelables et des outils financiers adaptés,
- ★ Une maximisation du déploiement des énergies renouvelables et une forte électrification des usages,
- ★ Une mobilité propre, sûre et connectée,
- ★ Une économie circulaire plus généralisée,
- ★ Une optimisation de l’utilisation de la ressource bioénergétique et la création de puits de carbone,
- ★ Un développement du captage et stockage du carbone.

A ce titre, les différents pays membres sont tenus de communiquer chaque nouvelle décennie depuis 2010 leurs stratégies nationales de réduction des émissions des GES en lien avec les objectifs de l’UE.

3. Quelle place pour le secteur électrique dans la réduction des émissions ?

Tant en Europe que de manière générale à l'échelle mondiale, le secteur électrique joue un rôle déterminant dans l'atteinte des objectifs environnementaux. Dans le scénario SDS⁶ de l'AIE visant une augmentation⁷ de la température moyenne globale d'environ 1.7-1.8°C et une atteinte des objectifs (3), (7), (13) et (6) du développement durable⁸, la production électrique mondiale augmente de 45% en 2040 par rapport à 2017. Cette croissance de la demande électrique est le reflet d'une plus grande utilisation de l'électricité dans les autres secteurs notamment l'industrie (+16%), les transports (+1020%) et les bâtiments (+43%). L'électricité représente à terme 28% de la demande finale énergétique en 2040 avec des émissions de CO₂ qui baissent de 75% par rapport à 2017. En Europe, le secteur électrique est projeté comme le réceptacle de nouveaux usages et la production électrique pourra d'après les projections de la Commission Européenne augmenter jusqu'à 2,5 fois les niveaux actuels en 2050 [41]. Eurelectric [42], [43] délivre un message similaire en identifiant le rôle transversal de l'électricité de par son interaction avec les autres secteurs énergétiques. L'électrification directe et indirecte dans le transport, les bâtiments et l'industrie seront cruciales pour réaliser le découplage de la croissance (de la demande) et des émissions de GES. Dans les projections les plus ambitieuses, l'électricité pourrait représenter jusqu'à 63% de la demande du transport, 63% de la demande des bâtiments et 50% de la demande industrielle pour une « décarbonisation profonde » de l'économie Européenne en 2050.

⁶ Sustainable Development Scenario

⁷ par rapport à la période préindustrielle

⁸ En septembre 2015, les 193 États membres de l'ONU ont adopté le programme de développement durable à l'horizon 2030, intitulé Agenda 2030. C'est un agenda pour les populations, pour la planète, pour la prospérité, pour la paix et par les partenariats. Il porte une vision de transformation de notre monde en éradiquant la pauvreté et en assurant sa transition vers un développement durable

Objectif 1. Éradication de la pauvreté, **Objectif 2.** Lutte contre la faim, **Objectif 3.** Accès à la santé, **Objectif 4.** Accès à une éducation de qualité, **Objectif 5.** Égalité entre les sexes, **Objectif 6.** Accès à l'eau salubre et à l'assainissement, **Objectif 7.** Energies fiables, durables et modernes, à un coût abordable, **Objectif 8.** Accès à des emplois décents **Objectif 9.** Bâtir une infrastructure résiliente, promouvoir une industrialisation durable qui profite à tous et encourager l'innovation, **Objectif 10.** Réduction des inégalités, **Objectif 11.** Villes et communautés durables, **Objectif 12.** Consommation et production responsables, **Objectif 13.** Lutte contre les changements climatiques, **Objectif 14.** Conserver et exploiter de manière durable les océans et les mers aux fins du développement durable **Objectif 15.** Vie terrestre, **Objectif 16.** Justice et paix, **Objectif 17.** Partenariats pour la réalisation des objectifs (Source [261]–[263])

La satisfaction de cette demande devra néanmoins passer par un appareil productif complètement renouvelé, troquant une bonne partie de sa production thermique –polluante-classique contre des moyens de production peu ou nullement émissifs de CO₂ et d’autres polluants atmosphériques. Les sources de production renouvelable sont indéniablement les plus plébiscités aujourd’hui. L’AIE estime pour atteindre les objectifs de son scénario SDS, environ 66% de la production électrique mondiale en 2040 devrait provenir de sources renouvelables. Entre 2000 et 2017, la part des renouvelables variables (solaire et éolien) a connu une forte croissance, passant de 0,2% de part de la production électrique à 6%. Cette dynamique a été fortement différenciée par régions du monde. L’Asie, tirée par la Chine, a connu un développement fulgurant des capacités éoliennes et solaires installées entre 2007 et 2017. La capacité totale installée en Asie a été multipliée par 25 (par 91 pour le solaire et par 15 pour l’éolien) sur cette période, atteignant 411 GW en 2017.

4. L’appareil productif européen

La production européenne d’électricité est majoritairement fossile, dominée par l’utilisation du charbon et du gaz naturel représentant chacun environ 19% de la production totale dans la zone UE27 + UK. En Pologne, 77% de la production électrique provient du charbon. Cette part est la plus importante en Europe, devant la Tchéquie (48%), la Bulgarie (46%), l’Allemagne (37%) et la Grèce (34%). Tous ces pays disposent d’importantes réserves de lignite, qui à cause de sa faible valeur calorifique est presqu’exclusivement utilisé dans la production d’électricité. Le gaz naturel domine la production électrique aux Pays-Bas (51%), en Irlande (51%), en Italie (48%) et au Royaume-Uni (41%). La part du gaz naturel utilisée dans la production électrique dans la zone UE27+UK représente 15% de l’approvisionnement énergétique total. Les Pays-Bas et le Royaume-Uni disposent d’importants gisements pour la production indigène mais l’ensemble de la zone UE27+UK présente néanmoins une dépendance importante aux importations (env. 94%) provenant principalement de la Russie [44], [45]. Tout comme la Pologne avec le charbon, l’Estonie produit 77% de son électricité à partir des schistes bitumineux. Cette ressource a une forte contribution dans l’économie du pays et est en outre utilisée dans la cimenterie.

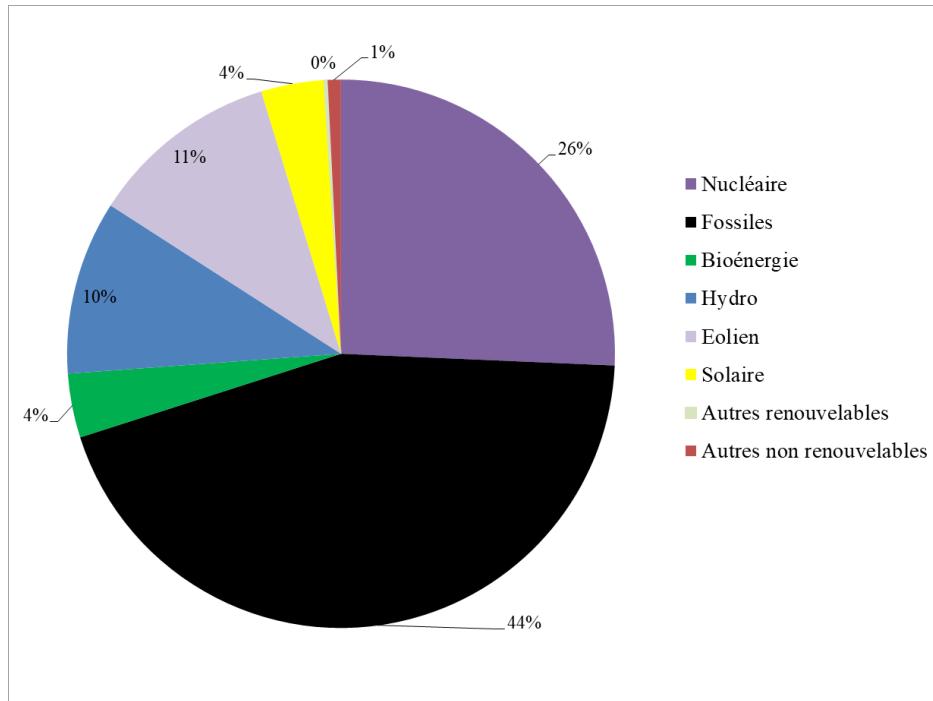


Figure 4- Part des différentes sources dans la production totale d'électricité en 2017 dans la zone UE27+UK (Source [45])

Le mix nucléaire européen tant en termes de capacité installée qu'en termes de production annuelle est dominé par la France. Portée par un projet post crise pétrolière, la filière nucléaire française s'est rapidement développée entre 1978 et 1983 et assure aujourd'hui 71% de la production électrique du pays. Au total 14 pays sur les 28 de la zone utilisent l'énergie nucléaire pour une part de leur électricité. Outre la France, la Slovaquie (55%), la Hongrie (49%), la Belgique (49%) et la Suède (40%) produisent la majeure partie de leur électricité à partir du nucléaire.

Principalement déterminées par la géographie, les installations hydroélectriques dans la zone UE27+UK sont majoritairement exploitées (en termes de volumes de production) en Suède, en France, en Italie et en Autriche. Ces quatre pays contribuent à environ 60% de la production hydroélectrique totale de la zone UE27+UK. La production hydroélectrique suédoise reste toutefois de loin inférieure à la production norvégienne qui en représente presque le double. Profitant d'une longue durée de vie et d'une sauvegarde d'emplacement acquise, une partie des installations encore opérationnelles aujourd'hui ont été construites dans les années 1920 (voir Figure 5). Bon nombre d'études s'accordent à dire que le potentiel restant exploitable pour les grandes installations hydroélectriques est très limité. De fait, nombre de projets hydrauliques

aujourd’hui concernent la construction de STEP⁹ pour leur rôle dans le stockage d’électricité. En 2017, plus de 100 projets de STEP d’une capacité totale d’environ 75GW étaient envisagés dans le monde. En Europe, au cours de cette année, les projets de STEP concernent la mise en opération au Portugal de 1,05 GW de capacité et une extension de 0.24 GW réalisée en Suisse [46].

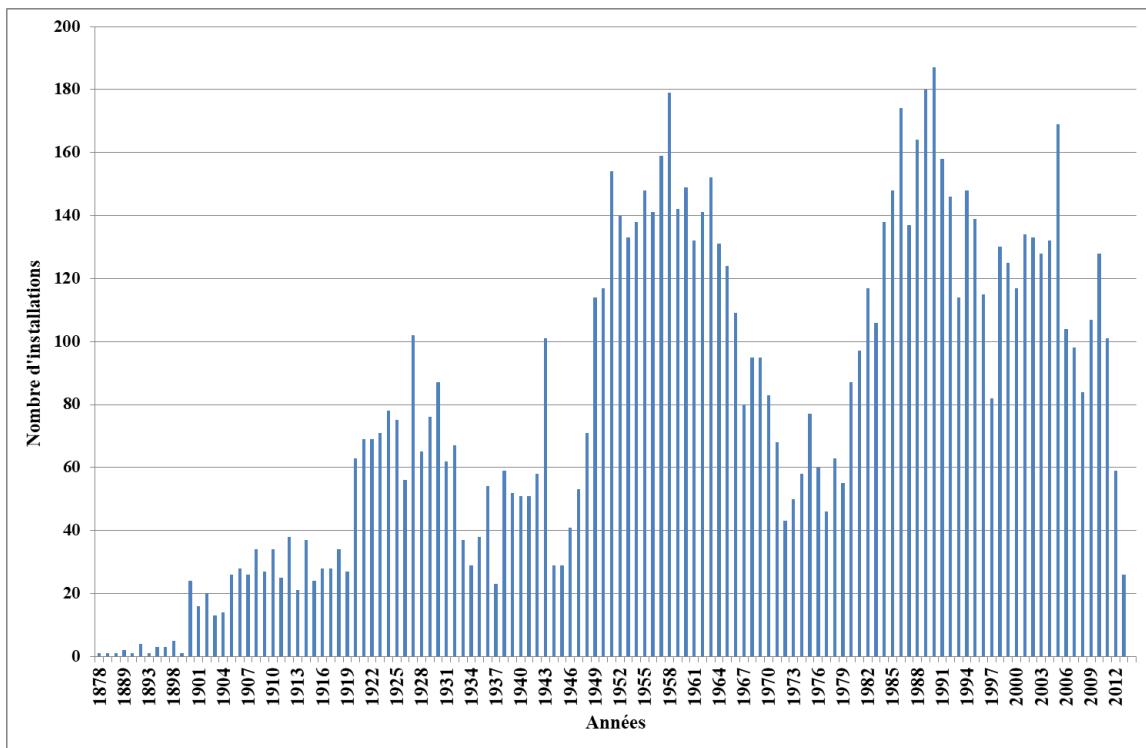


Figure 5- Nombre d'installations hydrauliques conventionnelles encore opérationnelles dans la zone UE27+UK (Source Platts Database 2013)

L’éolien et le solaire représentent un peu moins de 15% de la production électrique de la zone UE27+UK en 2017. La capacité installée de production solaire est passée de 5 GW en 2007 à 111 GW en 2017 et l’éolien a cru d’un peu plus de 200% sur la même période pour s’établir à 170 GW en 2017 [47]. La part de renouvelable dans le mix électrique au cours de cette année était de 32,1%.

Le Danemark affiche la plus forte pénétration (50%) des renouvelables dans son mix de production grâce à sa ressource offshore. L’électricité d’origine éolienne est majoritairement

⁹ Station de transfert d’énergie par pompage

produite en Allemagne, en Espagne et au Royaume-Uni d'une part et la production solaire provient à plus de 66% d'Allemagne, d'Italie et du Royaume-Uni d'autre part. Encore presque inexistante dans le mix européen au début du siècle, cette pénétration de la production intermittente a été favorisée par différents mécanismes de support construits en dehors du marché électrique européen: le mécanisme des prix d'achat garantis (Feed-in tariffs « FITs »), le système des prix de marché associés au versement d'une prime (Feed-in premiums « FIPs »), les contrats pour différences (contracts for differences « CFDs »), les certificats verts (Green Certificates « GCs »), les subventions d'investissement (Investment grants).

5. L'essor des interconnexions

L'évolution des systèmes électriques nationaux en Europe s'est nourrie d'une diversité des tissus industriels, des infrastructures économiques, de la disponibilité des ressources, de la géographie, de l'organisation de la distribution électrique et des différents choix politiques. En France, le découplage géographique des centres de consommation et de production va pousser dès le début du XXème siècle au développement d'interconnexions servant à transporter l'électricité sur de longues distances. Ce besoin d'interconnexions était moins important au Royaume-Uni et presque inexistant en Allemagne [48]. Grâce à l'expérience qu'il avait acquise dans les interconnexions à l'échelle nationale en tant que directeur de la Compagnie électrique de la Loire et du Centre, Georges Viel allait proposer dès 1929, l'idée de la construction de grandes lignes d'interconnexions à travers l'Europe. Ces dernières permettraient selon lui une économie substantielle dans l'utilisation du charbon et une meilleure utilisation de la ressource hydraulique. Il prônait également un meilleur mix économique, une meilleure superposition de la production et de la consommation entraînant une électricité moins chère. L'idée, reprise par Ernst Schönholzer et Oskar Oliven, allait faire son chemin hors du cercle des ingénieurs et susciter différentes opinions allant d'une impossibilité de la réalisation à court terme à une non-désirabilité du projet. A cette construction d'une super-Europe de l'électricité, on préférera plutôt une approche « bottom-up » basée sur l'interconnexion des systèmes électriques nationaux. Cette construction qui sera perturbée par la seconde guerre mondiale, reprendra après celle-ci pour permettre à l'Europe, grâce

notamment aux efforts de l'UCTPE¹⁰ et la concrétisation de « l'Etoile de Laufenburg », de disposer dès les années 1970 d'un réseau interconnecté plus dense que celui des Etats-Unis. [48]–[50].

Le réseau électrique transfrontalier européen¹¹ a une taille de plus de 486 000 km en fin d'année 2017. Environ 12% de l'électricité produite a circulé dans les interconnexions transfrontalières. La France et l'Allemagne ont été les pays les plus exportateurs de la zone UE27+UK et l'Italie le pays le plus importateur. Les importations d'électricité de l'Italie correspondent à environ 15% de la consommation finale électrique du pays et proviennent principalement de la Suisse. Ces interconnexions créent une interdépendance entre les pays et constituent l'armature physique qui soutient l'existence de marchés de l'électricité sur la plaque européenne.

6. Le marché électrique européen

L'industrie de l'électricité peut être divisée en 4 segments d'activité : la production, le transport, la distribution et la fourniture (l'alimentation). La présence de fortes économies d'échelle sur la production et le transport, les externalités et la propriété de service public marchand de l'électricité ont nécessité entre la fin de 2^e guerre mondiale et la fin des années 90 la mise en place d'une réglementation de cette industrie en Europe pour pallier les défaillances de marché. La constitution en monopole vertical intégré réglementé va se heurter à différents arguments économiques qui vont amener à la déréglementation du marché électrique. Il s'agit d'abord de la démonstration qu'une mise en concurrence était possible sur certains segments. Le segment de la production, par exemple, avait bénéficié d'avancées technologiques qui rendaient les investissements moins capitalistiques et pouvait dès lors être investi par des acteurs privés. La théorie des marchés contestables allait par la suite donner des conditions pour une « concurrence soutenable » et remettre en cause l'effectivité des difficultés de la concurrence dans les secteurs capitalistiques. D'autre part, la réglementation tarifaire était minée par une inefficacité liée à l'asymétrie d'information entre le régulateur et l'entreprise régulée. Enfin, l'Etat n'était dans certaines situations, pas tout à fait neutre et tendait à prendre des décisions qui allaient dans le sens

¹⁰ Union pour la Coordination de la Production et du Transport d'Electricité

¹¹ A la maille de l'ENTSOE

d'objectifs politiques sans chercher à minimiser les coûts de production. Toutes ces raisons vont, dans le sillage des pays anglo-saxons et scandinaves, conduire en Europe au mouvement de déréglementation de l'industrie électrique et plus généralement à la libéralisation du marché. La nouvelle organisation se fonde sur : a) une ouverture à la concurrence des segments de la production et de la fourniture, b) une régulation renouvelée des segments en monopole naturel (transport et distribution), c) la mise en place d'instances indépendantes de régulation chargées de fixer les tarifs d'acheminement et de surveiller le bon fonctionnement des marchés [51]. Cette organisation devra permettre à l'échelle de l'Union européenne de [52] :

- ★ constituer un « merit-order » européen et encourager une utilisation plus efficace des moyens de production électrique en Europe qui favoriserait une faible différence du prix de l'électricité entre tous les citoyens ;
- ★ favoriser le développement d'une politique énergétique commune face aux défis environnementaux tout en garantissant une sécurité d'approvisionnement

La libéralisation de l'industrie électrique, après ceux de l'acier et du charbon en 1952 puis celui de l'énergie atomique en 1957 a pour objectif principal de créer un marché électrique européen commun plus compétitif où le consommateur devient un acteur principal qui favorise le développement de nouvelles offres et l'innovation dans le secteur [51]–[58]. L'environnement réglementaire autour du bon fonctionnement des marchés intérieurs de l'électricité et du gaz en Europe a été consacré en 2009 par le troisième paquet énergie. Il entérine le rôle de l'ENTSO-E¹² dans la définition des codes de réseau et la supervision exercée par l'ACER¹³.

Le marché de l'électricité

Le marché de l'électricité en Europe aujourd'hui est composé d'un marché de gros de l'électricité et d'un marché de détail. Les deux marchés se distinguent tout d'abord par les acteurs qu'ils impliquent. Le marché de détail est celui de la fourniture d'électricité. Au sein de celui-ci, le client final (consommateur) peut choisir librement entre différents fournisseurs. Le marché de détail met à la disposition des consommateurs finaux des offres de marché et des tarifs réglementés

¹² European Network of Transmission System Operators for Electricity - Réseau européen des gestionnaires de réseau de transport d'électricités

¹³ Agency for the Cooperation of Energy Regulators – Agence de coopération des régulateurs de l'énergie

de vente. Le marché de gros constitue pour sa part un marché où interviennent les *producteurs d'électricité*, mettant en vente la production de leurs centrales, les *fournisseurs d'électricité* cherchant à s'approvisionner pour leurs opérations sur le marché de détail, les *négociants* achetant et revendant sur ce même marché, les *opérateurs d'effacement* et les *grands groupes industriels*. Sur le marché de gros, les échanges se font sur des bourses, de gré à gré avec un intermédiaire ou directement de gré à gré. Les produits spot et les produits à terme s'y échangent à différents horizons : la veille pour le lendemain (day-ahead) et le jour même (intraday) pour les produits spots, des semaines, des mois et des années à l'avance pour les produits à terme. Le prix des produits spots est fixé par un mécanisme d'enchères où les quantités d'électricité échangées sont négociées la veille pour une livraison le lendemain. Le prix spot traduit un équilibre à court-terme de l'offre et de la demande qui peut être fortement perturbé par les conditions climatiques ou des aléas techniques. Ces prix sont donc très volatils. Les prix des produits à terme sont moins volatils car négociés sur un horizon plus long, ils correspondent à une moyenne des prix spots anticipés.

Les bourses européennes les plus importantes de par le nombre de participants et les volumes échangés sont EPEX SPOT et NordPool. En 2018, 567TWh ont été échangés sur EPEX SPOT dont 485TWh négociés la veille pour le lendemain et 82TWh sur le marché infrajournalier [59]. Sur NordPool, le volume total échangé était de 524TWh [60]. Les bourses constituent des plateformes où sont appariées une multitude d'offres de producteurs et les demandes exprimées par les acheteurs. Les différentes offres sont classées par ordre croissant de prix jusqu'à la satisfaction de la demande totale. Cette logique de merit-order favorise majoritairement les centrales à faible coût variable, notamment éoliennes et solaires, qui fourniront une bonne partie de la demande et auront pour effet de tirer vers le bas le prix du marché de gros. Toutes les formes d'aides dont elles bénéficient vont favoriser le développement accru des renouvelables en Europe mais dans le même temps soulever de nouvelles questions face à la rentabilité des moyens conventionnels de production et la sécurité d'approvisionnement sur la plaque européenne.

Le missing-money problem

La forte pénétration des renouvelables dans le système électrique impacte la formation des prix sur le marché de gros et par ricochet la rémunération des différentes centrales participant à la formation de l'équilibre. Dans sa conception théorique, le marché « energy-only », offre une rentre

inframarginale et une rente de rareté qui permettent de couvrir les coûts d'investissement des différents moyens de production et favorisent de nouveaux investissements.

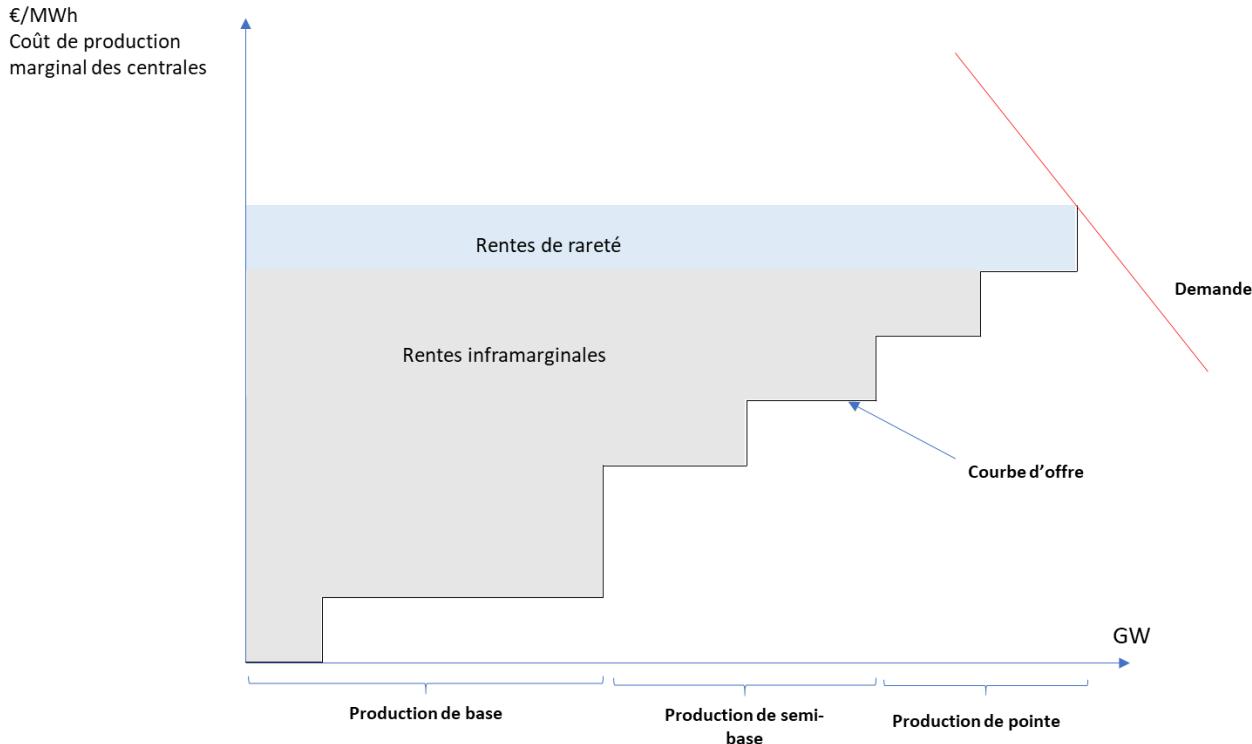


Figure 6- Rentes inframarginales et rentes de rareté dans le merit-order (Adapté de [265])

Dans la pratique cependant, il est difficile pour les centrales de pointe d'obtenir cette rente de rareté, ces dernières étant appelées très peu souvent (facteur de capacité réduit) et les prix de marché étant trop bas à cause de l'intégration en base des énergies renouvelables à coût marginal nul ou du fait de l'existence de plafonds de prix. Le missing money correspond à ce financement qui devient indisponible à cause du signal-prix envoyé par le marché. Cette perte de rentabilité économique peut notamment conduire à une mise sous cocon ou un arrêt prématuré des centrales (de pointe) dès lors caractérisés de « stranded generation assets ». Ce problème touche également les centrales à cycle combiné pourtant importantes de par la flexibilité qu'elles apportent au système et l'option moins polluante qu'elles constituent en comparaison avec les centrales charbon ou à fioul. L'intermittence des moyens de production renouvelables pose des problèmes de

flexibilité au réseau électrique qui doit faire face à des rampes de charge résiduelle¹⁴ parfois très marquées.

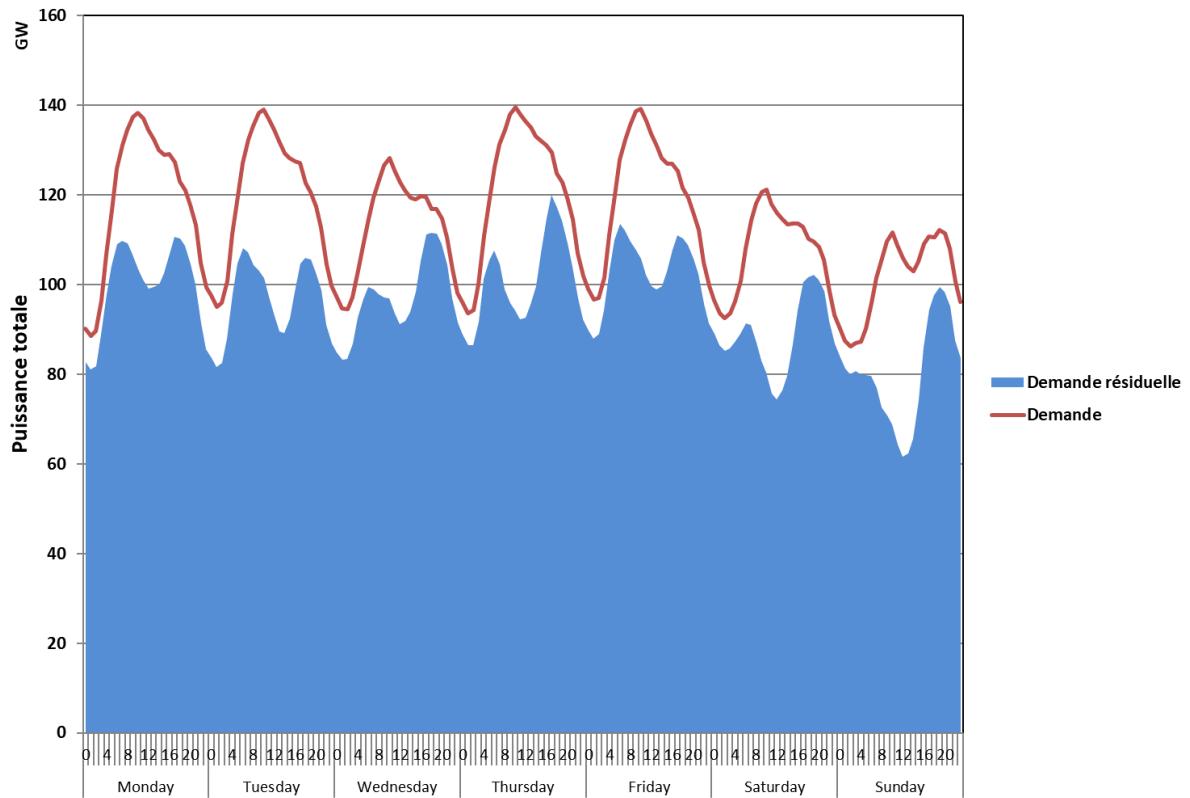


Figure 7- Demandes totale et résiduelle sur la plaque PLEF au cours de la semaine 33 en 2018

Le manque d'options de flexibilité constitue un risque pour la réalisation de l'équilibre offre-demande. Dans la production d'électricité, ces options sont principalement exploitables dans les centrales thermiques [61]. Il faut ainsi pouvoir garantir, à travers le marché ou d'autres mécanismes de financement, un niveau de rémunération permettant de nouveaux investissements ou une sauvegarde des capacités. La solution proposée est celle des *mécanismes de capacité* qui rémunère les capacités pour leur disponibilité et leur participation éventuelle à la fiabilité du système [62]. Aujourd'hui différents schémas de mécanismes de capacité co-existent en Europe, chaque pays cherchant la formule adéquate pour couvrir ses besoins.

¹⁴ Différence entre la demande totale d'électricité et la production renouvelable

Conclusion du chapitre 1

La question environnementale qui préoccupe l'Europe aujourd'hui se conjugue avec différentes autres préoccupations d'ordres technique (sécurité d'approvisionnement, adéquation du système électrique, ...), financier (financement des énergies renouvelables, rentabilité des investissements), sociale (acceptation des infrastructures, nouveaux usages, ...) auxquelles le système électrique fait déjà face ou qui naissent au vu des changements qu'il subit. Le planificateur à l'échelle nationale et/ou régionale doit faire des choix intégrant parfois plusieurs dimensions. Les questions auxquelles il doit répondre sont d'ordres divers. Quel est le « burden-share » supporté par chaque pays et par ricochet quelles trajectoires réalistes fixer pour la réduction des émissions ? Quel rythme de déploiement des moyens de production, de transmission et de stockage adopter et à quel coût ? [63] [64] Dans quelles technologies investir ? [65] [66].

A toutes ces questions qui se posent, la réponse à donner passe par un éclairage sur les impacts économiques et sociaux d'options contrastées et une meilleure compréhension de l'efficacité et du coût des politiques [67]. La complexité du système électrique rend ces choix d'autant plus difficiles. Parmi les options dont il dispose, le recours à la modélisation lui offre un cadre qui permet d'évaluer ses options et de considérer plusieurs scénarios de type « si... alors... », chacun racontant une histoire différente des évolutions à venir du système étudié. [68].

CHAPITRE 2 : CONSTRUCTION D'UN MODELE PROSPECTIF POUR L'ETUDE DU SYSTEME ELECTRIQUE EUROPEEN



« Of the great construction projects of the last century, none has been more impressive in its technical, economic, and scientific aspects, none has been more influential in its social effects, and none has engaged more thoroughly our constructive instincts and capabilities than the electric power system. » Thomas P. Hughes

Introduction du chapitre 2

Le système électrique est un système complexe dont l'opération prend en compte différentes échelles de temps. Son architecture comprend des équipements de production, de transmission et de distribution pour lesquels différentes règles de fonctionnement s'imposent pour garantir à tout instant un équilibre offre-demande et éviter une interruption de la fourniture d'électricité. En même temps qu'une opération parfaite du système doit être maintenue en temps réel, il est nécessaire de pouvoir éclairer le futur. Bon nombre des infrastructures construites aujourd'hui feront encore partie du mix en 2050, voire plus. Il faut pouvoir anticiper les évolutions requises par des niveaux de demande croissants, un vieillissement du parc de production et des contraintes environnementales.

Dans cette partie, nous présenterons d'abord la structure du réseau de transmission électrique puis nous reviendrons sur les différents mécanismes utilisés pour garantir la fiabilité du système. Nous aborderons ensuite les méthodes utilisées pour réaliser une planification de

l'évolution à long terme du système avant de décrire le formalisme MARKAL TIMES utilisé dans cette thèse.

I- La complexité du système électrique

L'étude du système électrique correspond à une réflexion cherchant à garantir le bon fonctionnement d'un système existant ou à planifier le développement d'infrastructures. Dans le premier cas, cette réflexion porte sur des phénomènes à des échelles inférieures à la milliseconde (éclairs, surtensions, ...), à la coordination de l'opération du système ou encore la programmation de la maintenance. Le développement d'infrastructures sert à répondre à un besoin de renforcement du réseau face à une défaillance ou à une évolution de la demande.

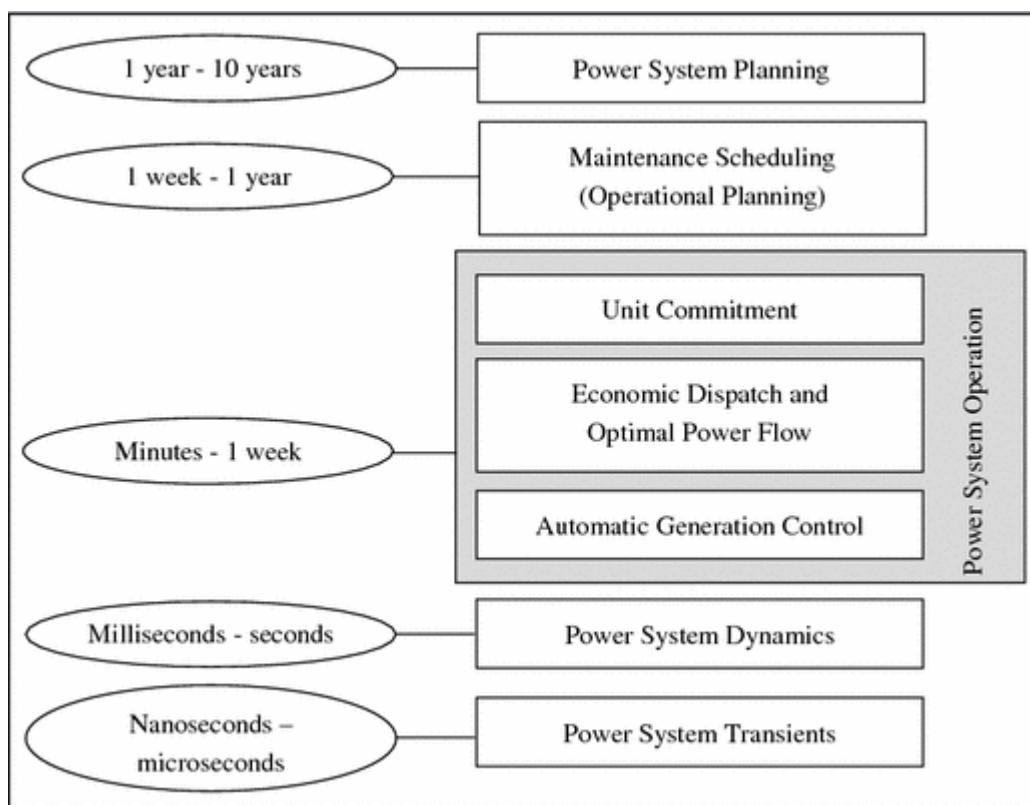


Figure 8- Horizons de l'étude des systèmes électriques- Source [69]

1. Le réseau électrique

L'acheminement de l'électricité des centres de production aux points de consommation dans un système centralisé repose sur l'utilisation d'un réseau transportant l'électricité à différents niveaux de tension [70], [71] :

- Le réseau de transport : Il est composé des lignes très haute tension (THT) et des lignes hautes tension (HT). Elles sont regroupées sous l'appellation normalisée HTB. Les lignes THT constituent le réseau de grand transport ou d'interconnexion. Elles sont utilisées dans les interconnexions transfrontalières et la desserte des grandes zones urbaines. Elles ont en majorité une tension supérieure à 100kV. Les lignes HT permettent le transport à l'échelle régionale ou locale. Elles conduisent l'électricité aux industries lourdes et aux grands consommateurs électriques. Elles constituent le réseau de répartition et ont une tension comprise entre 10kV et 100kV.

- Le réseau de distribution : Il est composé des lignes moyenne et basse tensions (resp. MT et BT). La ligne moyenne tension (MT, appellation normalisée HTA) sert à la distribution publique de l'électricité et à l'alimentation des petites industries, les PME et les commerces. Elle a une tension comprise entre 15kV et 30kV. Les lignes basse tension enfin assurent la distribution électrique vers les ménages, les artisans et les clients ayant une puissance souscrite inférieure à 250kW. Leur tension est de 230V ou 400V.

Des postes de transformateurs assurent la conversion d'un niveau de tension à un autre sur le réseau.

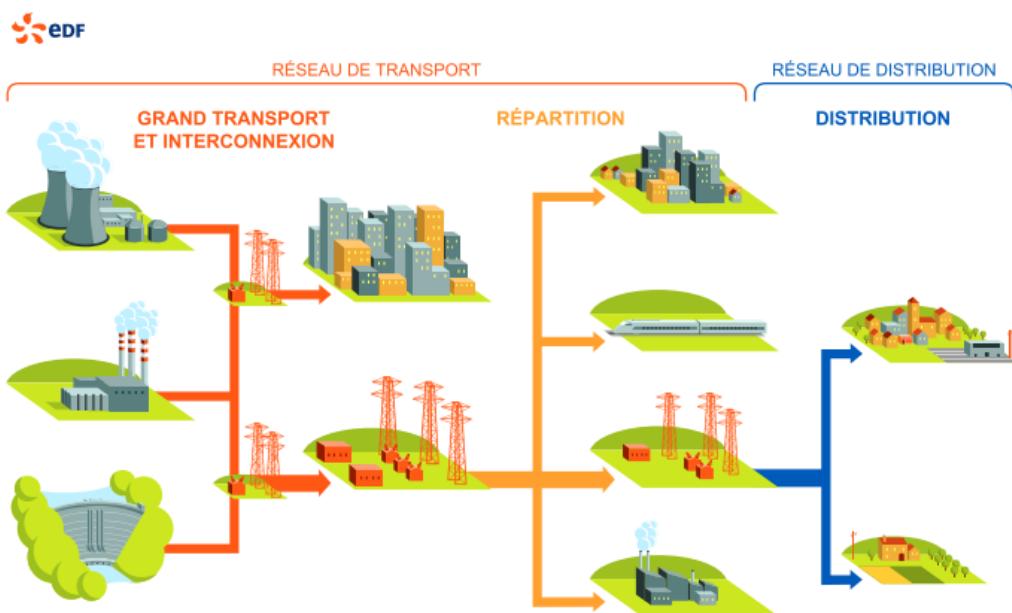


Figure 9- Organisation d'un système électrique centralisé. Source [71]

Grandeurs de contrôle : fréquence et tension

Le bon fonctionnement du système électrique repose sur le maintien à tout instant d'un équilibre entre la production et la consommation. La fréquence d'un système est un indicateur de cet équilibre. Un niveau de demande supérieur à la fourniture d'électricité entraîne une chute de la fréquence et inversement, une plus forte production par rapport à la demande conduit à une augmentation de la fréquence. Tous les appareils connectés au réseau électrique étant conçus pour fonctionner dans une plage très fine autour d'une fréquence nominale, il est primordial, pour éviter d'endommager les équipements et l'infrastructure, de garantir une qualité de fréquence sur le réseau.

Tableau 1- Paramètres définissant la qualité de la fréquence dans les zones à l'échelle Européenne fonctionnant à 50 Hz (Source [72])

	Europe continentale (CE)	Grande-Bretagne (GB)	Irlande et Irlande du Nord (IE/NI)	Pays nordiques
Plage de fréquence standard	± 50 mHz	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
Écart de fréquence instantané maximal	800 mHz	800 mHz	1 000 mHz	1 000 mHz
Écart de fréquence maximal en régime permanent	200 mHz	500 mHz	500 mHz	500 mHz
Délai de rétablissement de la fréquence	non utilisé	1 minute	1 minute	non utilisé
Plage de rétablissement de la fréquence	non utilisé	± 500 mHz	± 500 mHz	non utilisé
Délai de restauration de la fréquence	15 minutes	15 minutes	15 minutes	15 minutes
Plage de restauration de la fréquence	non utilisé	± 200 mHz	± 200 mHz	± 100 mHz
Délai de déclenchement de l'état d'alerte	5 minutes	10 minutes	10 minutes	5 minutes

Face aux différentes perturbations (surcharges en cascade, écroulements de tension, écroulement de synchronisme, ...), le gestionnaire du réseau dispose de différents mécanismes pour garder la tension et la fréquence dans des plages contractuelles. Afin de maintenir la fréquence autour de sa valeur nominale, trois niveaux de réglages peuvent être mobilisés : le réglage primaire, le réglage secondaire et le réglage tertiaire. Le premier sert au maintien de l'équilibre production-consommation de façon automatique et décentralisée au niveau de chaque groupe de production, le second permet au bout de quelques minutes le rétablissement automatique de la fréquence nominale de façon automatique et centralisée et le dernier enfin reconstitue suite à une action manuelle les réserves primaire et secondaire pour pouvoir faire face à d'autres déséquilibres.

Le réglage de la tension est nécessaire pour garantir un fonctionnement adéquat du système :

- * en préservant l'intégrité des groupes de production et des appareils consommation face à des variations trop importantes,
- * en minimisant les pertes et
- * en assurant la sûreté du système électrique [73].

Il est assuré par trois niveaux successifs d'opération : le réglage primaire de tension, le réglage secondaire de tension et le réglage tertiaire de tension [68]. Le maintien de la tension et de la fréquence est en outre réalisé par des services système. Ils sont définis par l'ACER comme « les services nécessaires pour assurer la transmission de l'électricité entre la production et la

consommation, en maintenant un niveau de sécurité opérationnelle¹⁵ et une qualité d'approvisionnement¹⁶ satisfaisante » [74] et regroupent les services liés à la mesure de fréquence, la compensation de la tension, la redémarrage de l'approvisionnement et la gestion opérationnelle [75]. Tous ces réglages concourent à garantir une fiabilité du système i.e. sa capacité à satisfaire à tout instant la demande d'électricité dans des normes prédefinies.

2. La fiabilité du système électrique

Autour des opérations sur le maintien des grandeurs de contrôle devant intervenir en temps réel, il est indispensable d'effectuer une planification sur différents horizons afin d'assurer un fonctionnement adéquat du système électrique. On distinguera suivant la classification employée dans la thèse de V. Krakowski [68] et la méthodologie définie par l'ENTSO-E [76], [77] : la fiabilité à court terme, la fiabilité saisonnière, la fiabilité à moyen terme et la planification à moyen terme.

- **La fiabilité à court terme :** Elle est destinée à vérifier si l'offre et les moyens de transmission disponibles sont suffisants pour couvrir la demande sous différentes conditions météorologiques et opérationnelles. Cette vérification se fait à une échelle inférieure ou égale à l'échelle horaire. Elle concerne un horizon de planification couvrant le lendemain, la semaine et le mois à venir. La fiabilité du réseau est estimée en prenant en compte trois paramètres : la demande, la fourniture d'électricité et les flux transfrontaliers. La méthodologie construite autour de ces paramètres vise à produire des simulations de type Monte-Carlo en combinant l'impact simultané d'un scénario météorologique sur la production solaire, éolienne, hydraulique et la demande avec des événements aléatoires d'arrêts imprévus sur les unités thermiques et des interconnexions. Les différents indicateurs¹⁷ définis permettent d'alerter et de quantifier un risque, qui donnera lieu à la préparation de mesures d'atténuation.

¹⁵ Mesure des paramètres du système électrique dans les conditions normales de fonctionnement définies et de la capacité du réseau électrique à revenir à l'état normal d'équilibre entre la production et la consommation dès que possible.

¹⁶ Définie par la continuité d'approvisionnement, la qualité de tension et la qualité commerciale[264]

¹⁷ LOLE : Loss of Load Expectancy

LOLP : Loss of Load Probability

EENS : Expected Energy Not Served

- **La fiabilité saisonnière** : Elle concerne un horizon de planification de 6 mois. On distingue une planification estivale et une planification hivernale. La méthodologie utilisée est similaire à celle de la fiabilité à court terme. A l'échelle européenne, les résultats sont publiés par l'ENTSO-E sous forme d'« Outlook report » pour les différentes périodes concernées [78].

- **La fiabilité à moyen terme** : Elle est évaluée sur un horizon allant jusqu'à 10 ans. La simulation sur cet horizon réalisée dans le MAF¹⁸ de l'ENTSO-E fournit au décideur des éléments de décision en matière d'investissement et de politique énergétique. Elle utilise la même méthode basée sur les scénarios de Monte-Carlo que celle dans les « Outlook Report ». L'exercice du « Bilan prévisionnel » de RTE représente également pour le système électrique français une évaluation de la fiabilité à moyen terme du système dans une approche similaire à celle du MAF et incluant en outre différentes variantes sur les moyens de production et la demande.

- **La planification à moyen terme** : Elle correspond dans le cadre des études du TYNDP de l'ENTSO-E à une évaluation multi-critères de différents projets de construction de lignes et de stockages [79]. Elle couvre également un horizon de 10 ans.

3. Dispatch et planification des investissements

Tous les exercices de fiabilité décrits se basent sur une simulation du fonctionnement du système électrique et cherchent à résoudre un problème de Unit-Commitment et/ou de dispatch économique (écoulement de puissance optimale). Le problème de Unit-Commitment consiste à déterminer pour un système électrique figé la séquence d'opération des différents moyens de production afin de satisfaire une demande électrique donnée. L'objectif du problème d'optimisation formulé est de minimiser le coût d'opération total du système exprimé comme la somme des coûts de carburant, de maintenance et de démarrage des centrales. Il se présente sous la forme d'un problème linéaire en nombres entiers. Sa formulation peut inclure des événements stochastiques sur la demande, les moyens de production ou les prix des ressources utilisées. L'horizon des problèmes de Unit-Commitment peut être annuel ou infra-annuel. Dans ce deuxième cas, la solution obtenue sert à planifier l'opération du système pour les prochaines 24 heures, redéfinir le statut des centrales dispatchables pour les 3 à 6 prochaines heures ou même toutes les 15 minutes recalculer l'état (en fonctionnement ou à l'arrêt) des différents moyens de production. Une fois la séquence d'opération des centrales déterminée, le problème d' Economic Dispatch

¹⁸ Mid Term Adequacy Forecast

permet d'optimiser la puissance fournie par les différentes centrales en fonctionnement. Il prend la forme d'un problème linéaire quadratique ou d'un problème non linéaire.

L'Unit Commitment et l'Economic Dispatch sont caractérisés par une inertie dans les investissements de capacité et l'expansion du système considéré. Aucun investissement dans de nouvelles capacités n'est déterminé. L'approche dans la résolution de ces deux types de problème diffère ainsi de l'exercice de planification du système électrique qui détermine les ajouts et retraits de capacité de production, de transmission et de stockage nécessaires pour satisfaire la demande sur des horizons plus longs. L'une des premières étapes de cette planification est la détermination des niveaux de demande futurs. Elle emploie différentes méthodes notamment l'analyse de tendance, la modélisation économétrique, l'analyse des usages finaux et l'analyse combinée.

L'analyse de tendance réalise une extrapolation des valeurs de demande observées dans le passé [80]. De par sa simplicité, cette approche est facile à implémenter. Elle néglige cependant les variations pouvant intervenir dans les paramètres déterminant la demande électrique finale comme la croissance économique, le revenu...

Ces paramètres sont repris par la modélisation économétrique. Cette méthode se base sur une estimation de la demande comme fonction de différents paramètres sociaux et économiques. La demande peut être déterminée pour un secteur particulier ou pour l'ensemble de l'économie. Un des inconvénients de cette méthode est qu'elle se base sur une relation établie pour des données passées. Les coefficients de la fonction déterminés proviennent d'une évolution historique et pourraient ne pas correspondre pour le futur.

L'analyse des usages finaux, principalement utilisée pour la demande résidentielle, repose sur une estimation de la demande future associée aux différents équipements. Elle est construite par une projection de l'évolution du nombre de logements, du taux d'équipement et des habitudes d'utilisation. Cette méthode peut être notamment combinée avec l'analyse économétrique.

L'étape de planification en elle-même concerne deux groupes d'éléments de l'architecture du système : les capacités de production (et de stockage) et les capacités de transmission. Les choix à faire dans un cas ou dans l'autre doivent tenir compte de différents paramètres techniques et économiques notamment : la durée de vie des équipements, les coûts d'investissement, les coûts d'opération, la durée de construction des centrales, les coûts des matières premières, la disponibilité

de la ressource utilisée pour la production. Le propre de la planification est d'intégrer ces variables ainsi que les incertitudes liées à leur évolution pour orienter les décisions. Elle utilise pour cela des modèles qui adoptent différentes approches pour la description du système.

II- Enjeux de planification : positionnement de la démarche prospective adoptée

1. Typologie des modèles de systèmes énergétiques

La construction d'un modèle répond le plus souvent à un besoin de représenter de manière simplifiée un système, de traduire les interactions endogènes et le reflet de facteurs exogènes, et d'étudier la réponse de ce dernier sous un ensemble de conditions (hypothèses et contraintes). La création des modèles de systèmes énergétiques en particulier revêt un intérêt pour les besoins de planification, d'analyse et de prise de décision. A. Subramanian et al. [81] identifient deux principales filières de modélisation des systèmes énergétiques : l'ingénierie des systèmes (Process System Engineering) et l'économie de l'énergie (Energy Economics). La modélisation de type PSE répond à un besoin de compréhension du fonctionnement du système. Elle vise une amélioration des performances à l'étape de la conception des différents composants, et une définition des plages optimales d'opération et de prévention des risques. Dans ce contexte, la modélisation ignore les indicateurs économiques (Produit Intérieur Brut, Indice des prix à la consommation, ...), démographiques (évolution de la population, ...) et environnementaux. La modélisation en économie de l'énergie dessert une prise de décision à des échelles locales, nationales, régionales et même mondiales. Elle fournit une représentation du système énergétique permettant l'étude de l'évolution à moyen ou long-terme des interactions entre la fourniture et la demande et les interactions énergie-économie et énergie-environnement [82]. Elle repose en outre sur la notion économique d'équilibre du marché (partiel ou général) qui maximise le surplus du consommateur et celui du producteur. C'est cette modélisation que nous retiendrons dans le cadre de cette thèse.

2. Classification des modèles de prospective

Différentes propositions de caractérisation des modèles de systèmes énergétiques existent aujourd'hui dans la littérature. Celle de Nicole van Beeck [83] propose de décrire les modèles à travers 9 paramètres : **les buts généraux et spécifiques, la structure du modèle, l'approche**

analytique, la méthodologie sous-jacente, l'approche de résolution mathématique, la couverture géographique, les secteurs considérés, l'horizon temporel, le type de données requises. Ces facteurs de différentiation permettent notamment à l'auteure d'identifier les caractéristiques des modèles les plus adaptés pour une planification locale énergétique. Dans le cadre de leur revue des modèles de système énergétique utilisés depuis 2008 au Royaume-Uni, Lisa Hall et Alastair Buckley [84] réalisent une différentiation suivant 14 aspects. Outre les 9 paramètres déjà identifiés par Nicole van Beeck, leur étude propose d'inclure également **la discrétisation temporelle, les technologies renouvelables considérées, les technologies de stockage considérées, le détail de caractérisation de la demande et les différents coûts considérés.**

On préfère dans la pratique distinguer les modèles par leur approche du système énergétique. On identifie ainsi les modèles d'ingénierie ou modèles **bottom-up** qui se basent sur une description technico-économique détaillée de tous les éléments du système énergétique et les modèles **top-down** où le système économique entier est considéré et dans chaque secteur, la production est décrite par une fonction dont les variables sont l'énergie, le travail et le capital (et bien d'autres notamment le savoir-faire technique). Cette dernière approche représente le système énergétique de manière plus agrégée et s'intéresse peu au détail des technologies mais plutôt aux substitutions pouvant s'opérer entre les variables pour la maximisation du bien-être social [85], [86].

Les modèles de type bottom-up

La classe des modèles de type bottom-up se subdivise en 4 catégories de modèles. On distingue :

- **Les modèles de simulation :** Les modèles de simulation donnent en sortie un fonctionnement du système (quantités de commodités produites et/ou consommées par chaque technologie) sur la base de relations de priorité et de préséance économique préétablies qui traduisent l'opération courante et future du système. Le World Energy Model (WEM) utilisé par l'AIE en est un exemple. Les modèles de simulation regroupent **les modèles comptables** (LEAP, MAED) et **les modèles multi-agents** (PowerACE). Dans les modèles comptables, le but est de déterminer les projections futures de besoins énergétiques (et des émissions associées) calculés pour des scénarios fondés sur des hypothèses socio-économiques et des hypothèses de déploiement

de technologies [86]–[88]. Les modèles multi-agents incluent les imperfections du marché en modélisant le comportement des différents acteurs.

- **Les modèles d'optimisation :** Cette catégorie de modèles identifie dans la pléthore de technologies disponibles, celles dont la combinaison permet d'assurer l'équilibre offre-demande et la maximisation du surplus collectif pour un coût global du système minimal [85], [86], [89]. Certaines catégorisations identifient ce genre de modèles comme des modèles d'équilibre partiel car ils calculent un équilibre sur un ensemble défini de secteurs et n'incluent pas d'interactions avec les variables macroéconomiques. S'ils considèrent un marché purement compétitif par défaut, les modèles d'optimisation peuvent également traduire les distorsions du marché sous forme de taxes, de subventions ou de contraintes diverses [85]. Ces modèles ont pour but d'identifier un chemin optimal sur un horizon temporel pour un ensemble de contraintes. De ce fait, il est important dans ce genre de modèle d'apporter une description précise du point de départ i.e. du fonctionnement système énergétique initial [90]. La résolution du problème d'optimisation passe souvent par le recours à la programmation linéaire, la programmation linéaire en nombres entiers ou encore la programmation non linéaire. Des exemples de modèles d'optimisation sont le modèle MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact) et le modèle TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System).

Les modèles de type top-down

- **Les modèles de type entrée-sortie :** Ces modèles décrivent l'interdépendance entre les différents secteurs de l'économie sous forme de coefficients d'entrée-sortie. La production totale de biens et de service de chaque secteur est fonction de la contribution sous forme de capitaux et d'autres quantités monétisables des autres secteurs. Ces interdépendances permettent de prédire les réactions du système économique à des chocs ou des bouleversements sectoriels [85], [86], [89], [91]. Ce type de modèle porte également le nom de modèle de Leontief.

- **Les modèles économétriques :** Dans ces modèles, la demande de chaque secteur de l'économie ainsi que la demande énergétique est construite par des équations économétriques résultant de l'analyse de longues séries temporelles. La donnée environnementale est aussi incluse par le calcul des émissions résultant de l'usage des combustibles. Ces trois modules sont liés par des boucles d'interaction. La notion d'équilibre n'est pas indispensable dans cette famille de

modèles [86], [89], [92]. On peut citer en exemple le modèle E3ME qui couvre 61 régions et dont l'horizon d'étude est 2050.

- **Les modèles d'équilibre général calculable :** Ils offrent une alternative aux modèles économétriques par le peu de données requises. Ils projettent l'impact d'une décision prise dans un secteur à l'ensemble des secteurs de l'économie. Ils se basent sur une matrice de comptabilité sociale qui traduit un équilibre entre les ressources et les dépenses au niveau de chaque agent et entre tous les agents. Ces modèles déterminent l'évolution des prix et des quantités produites pour un équilibre parfait du marché qui assure la maximisation du bien-être social de chaque agent (ménages, gouvernement, entreprises, ...)[86], [89], [93]. Le modèle GEM-E3 utilisé par la commission européenne inclut 38 régions regroupant les pays de l'Union Européenne et d'autres régions à travers le monde.

- **Les modèles de dynamique des systèmes :** Développé par Jay W. Forrester dans les années 50, le concept de la dynamique des systèmes a initialement été utilisé dans l'étude des entités industrielles et des politiques urbaines. La dynamique des systèmes décrit leur évolution à long terme en représentant les relations d'interdépendance entre les différents éléments par des boucles de rétroactions. Ces boucles de rétroactions sont traduites par des équations différentielles non-linéaires[86], [94], [95]. Le modèle World3 en constitue un exemple.

3. Le choix d'une modélisation TIMES pour étudier le système électrique européen

Chacune des approches bottom-up et top-down comporte, de par la représentation qu'elle adopte, un certain nombre d'avantages mais aussi des inconvénients qui définissent la portée des analyses de leurs résultats. Chaque modèle propose en effet une réponse formelle à la question des relations et implications pertinentes dans le système énergétique et il n'existe pas de modèle capable de répondre dans un seul formalisme à toutes les questions de prospective avec une approche cohérente et détaillée sur tous les aspects [96]. La modélisation top-down, par exemple, est caractérisée par un haut niveau d'agrégation et décrit le système énergétique comme une fonction de facteurs de production substituables ou complémentaires. Elle repose sur des relations entre des variables macroéconomiques supposées suffisamment stables dans le temps pour réaliser les prévisions [97]. Il est donc difficile de prendre en compte les ruptures technologiques dans ces

modèles et il n'est pas non plus garanti que les projections économiques qu'ils fournissent soient adossées à un système technique faisable [97], [98].

De l'autre côté, la modélisation bottom-up adopte une approche opposée qui part d'une description détaillée de l'éventail des technologies disponibles et futures. Elle permet de construire un chemin technologique vers la satisfaction d'une demande exogène définie dans chaque secteur. Les limites associées à cette catégorie de modèle relèvent notamment de leur réactivité aux signaux de prix, de la forte quantité de données nécessaires, du côté arbitraire ou partial qui peut prévaloir dans la définition des options technologiques, du manque de prise en compte des interactions entre les secteurs et des rétroactions macroéconomiques liées au choix technologiques [97], [99].

Nous cherchons particulièrement à étudier dans cette thèse les évolutions du mix électrique européen intégrant des contraintes techniques et environnementales. Cette évolution se traduit dans notre cas par la détermination d'une planification des investissements dans les capacités de production (et de stockage) et les transmissions pour des niveaux de demande futurs. Notre étude du long terme repose sur l'utilisation d'un modèle MARKAL TIMES. Il offre la possibilité d'étudier les substitutions technologiques dans la production d'électricité grâce à une description détaillée des technologies et une caractérisation de la demande permettant une prise en compte de la variabilité climatique qui nous intéresse particulièrement ici.

Les modèles dédiés à la planification des investissements intègrent conjointement les choix d'expansion de capacité ou de transmission ou se focalisent sur l'un ou sur l'autre. Les résultats obtenus décrivent les transformations qui s'opèrent dans le système sur les capacités de production, de stockage et éventuellement les transmissions. Dans une étape de planification avancée, on cherchera à déterminer la localisation optimale des moyens de production et de transmission, ce qui n'est pas le cas dans cette étude. Cette étude n'aborde pas non plus la question de la fiabilité du système, qui peut être évaluée grâce au « soft-linking »[100]. Il s'agit d'un couplage qui permet à partir des résultats du modèle de planification à long-terme, d'obtenir une description plus détaillée du fonctionnement du système sur des pas de temps plus fins. Il faut pour cela résoudre un problème de type Unit-Commitment ou Economic Dispatch décrit plus haut. Le « soft-linking » peut être uni ou bi-directionnel. L'approche unidirectionnelle sert à valider les résultats de dimensionnement du système et dans l'approche bi-directionnelle, les résultats issus de l'évaluation de la fiabilité sont utilisés pour introduire des contraintes ou ajuster des paramètres

dans le modèle de planification de l'expansion du système. Certains modèles intègrent directement ces deux étapes (dynELMOD) et dans d'autres cas il est nécessaire d'utiliser deux modèles séparés (TIMES-PLEXOS, TIMES-ANTARES, TIMES-Dispa-SET).

Généralités du modèle MARKAL TIMES

La création du modèle MARKAL répond à un besoin exprimé par l'AIE (Agence Internationale de l'Energie) dans les années 70 de la création d'un modèle d'analyse des systèmes énergétiques. L'objectif initial de ce modèle était l'étude à long terme de l'impact des nouvelles technologies sur le système énergétique afin d'orienter les efforts de R&D. L'étude des futurs possibles pour les différents systèmes énergétiques devait permettre de déterminer [101]:

- * Une comparaison de l'attractivité relative entre les technologies existantes et les technologies futures pour la satisfaction de demandes énergétiques futures ;
- * La temporalité de l'introduction et des coûts d'investissement des nouvelles technologies et ressources en remplacement des ressources existantes, principalement le pétrole importé ;
- * La sensibilité des futurs systèmes énergétiques et notamment celle du coût total du système aux différents objectifs, la quantité de pétrole importé et les contributions relatives du nucléaire, du renouvelable et des ressources fossiles ;
- * L'effet à long terme des améliorations en matière de conservation et d'efficacité sur le système énergétique ;

Il apparaît en filigrane de ces objectifs, un besoin de connaître pour les systèmes énergétiques étudiés, les rythmes possibles de substitution du pétrole importé à la suite du premier choc pétrolier. Le modèle MARKAL fut mis à disposition des membres de l'ETSAP vers 1980. Il était conçu comme un modèle dont le périmètre est exclusivement le système énergétique. Le système économique y est exogène et participe avec les autres déterminants (évolution de la population, évolution du nombre de logements, ...) à définir le niveau de demande de service finale utile. L'évolution des coûts d'investissement et d'O&M¹⁹ des technologies, la disponibilité des ressources énergétiques sont également définies de façon exogène comme des données d'entrée. L'architecture du modèle s'organise entre ressources et différentes technologies de transformation

¹⁹ Opération et Maintenance

et de conversion. L'ensemble des technologies et des ressources définies couvrent le système énergétique tel qu'il est connu et représentent également les différentes options plausibles futures. Cette description détaillée du système est alors traduite en un modèle d'optimisation linéaire. La résolution du problème ainsi posé passe par un calcul des investissements nécessaires et des flux de commodités pour satisfaire la demande de service exprimée par période tout en minimisant le coût total actualisé du système sur la période considérée. Ce dernier s'écrit comme la somme des coûts annuels de fonctionnement, des coûts d'investissement et des coûts récupérés en fin d'horizon. Une année « **électrique** » est décrite dans le modèle par six subdivisions pour chacune desquelles les demandes de service doivent être renseignées. Dans sa conception initiale, l'étude des systèmes énergétiques s'étendait sur au maximum seize périodes consécutives d'égale durée.

Le modèle EFOM (Energy Flow Optimization Model) est un modèle technico-économique du système énergétique conçu dans le cadre des programmes de recherche de la commission européenne. Tout comme le modèle MARKAL, le modèle EFOM détermine les flux de commodités et les investissements pour satisfaire une demande exogène de service. Dans le mode optimisation, le modèle EFOM permettait une considération multi-régionale inexistante dans MARKAL. L'architecture du système énergétique dans le modèle EFOM est organisée en sous-systèmes interconnectés. Chaque sous-système regroupe l'ensemble des différentes formes d'énergie ou les secteurs finaux dans chaque étape de la chaîne de transformation énergétique. Entre ces sous-systèmes existent des liens qui décrivent les procédés de transformation entre ces différents sous-systèmes ainsi que leurs paramètres technico-économiques.

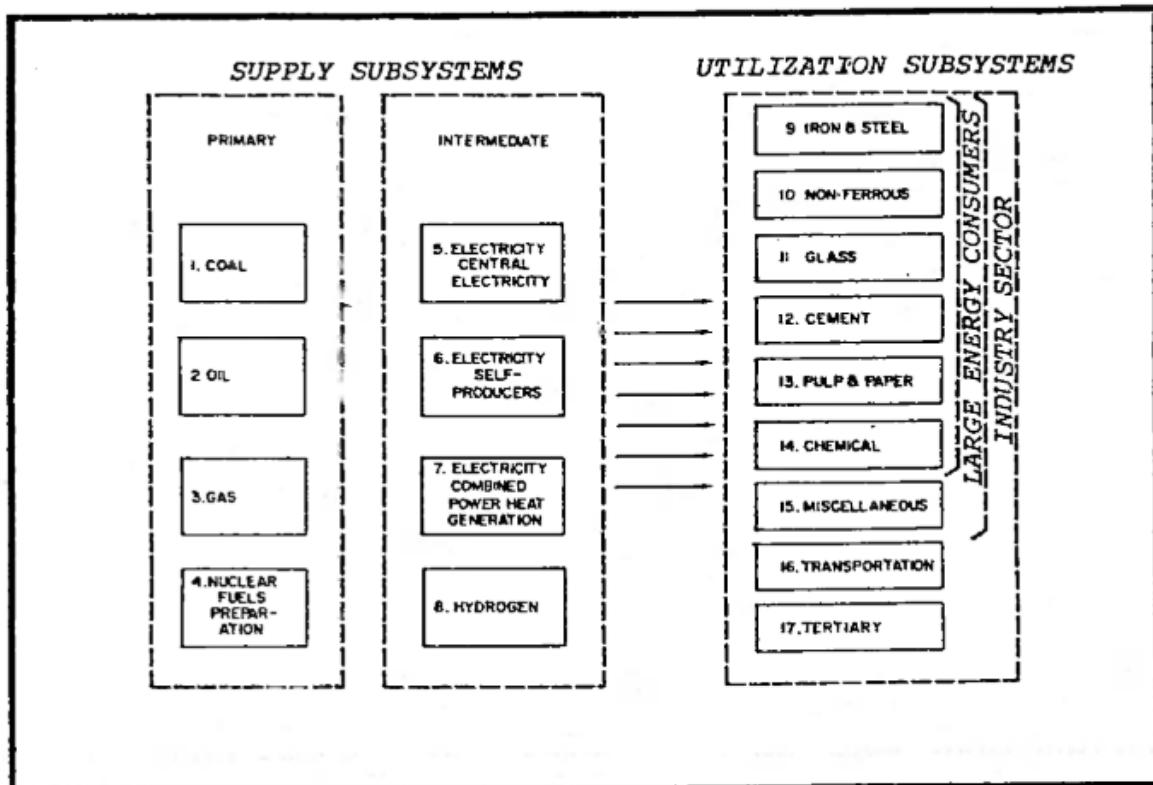


Figure 10- Représentation des sous-systèmes dans EFOM (Source [102])

Le modèle TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) allait en 2000, apporter de nouvelles options. On y retrouvera notamment la possibilité de définir des périodes de durée différentes et des subdivisons de l' « année électrique » définies par l'utilisateur, la création de procédés d'échange entre régions pour faciliter la création de modèles multi-régionaux, une définition plus flexible des liens entre les commodités d'entrée et de sortie d'un procédé de transformation, la création de contraintes inter-temporelles par l'utilisateur et d'autres améliorations relevées dans le travail de A. Djemaa [99]. Toutes ces fonctionnalités font de TIMES un générateur de modèles dont le périmètre géographique peut varier d'une localité au monde entier [103], [63], [104], [105], [106], [107]–[111]. Il se base sur une représentation technologique détaillée du système énergétique allant de l'import ou de l'extraction de la ressource primaire à la consommation finale par secteur.

Structure et équations principales du modèle

Structure technologique du modèle

Dans l'architecture du générateur de modèle, les technologies sont liées par les flux de commodités. La notion de commodité englobe tant les ressources énergétiques, la demande de service, les polluants atmosphériques ou tout autre sous-produit quantifiable intervenant dans la chaîne énergétique. Une technologie est un moyen de production d'une commodité. Elle peut, pour y arriver, consommer une autre commodité (technologies de conversion) ou non (technologies d'extraction ou import de matières premières).

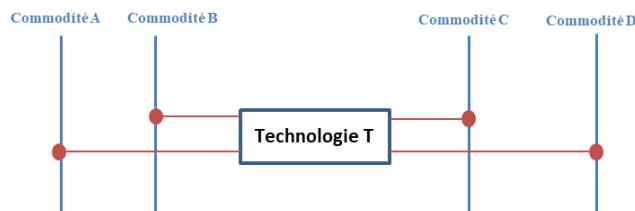


Figure 11- Représentation élémentaire de la connexion entre commodités et technologies dans TIMES

Chaque technologie ou groupe de technologies dans le modèle est définie par des paramètres techniques (durée de vie/ évolution du stock²⁰, efficacité, facteur d'émission, facteur de capacité, ...), des paramètres économiques (coût d'investissement, coût fixes et variables d'opération et de maintenance, coût de démantèlement, ...). La définition de tous les flux de commodités existant dans le système permet de construire **le système énergétique de référence** qui donne une image figée du système avec le niveau de détail voulu.

Structure temporelle du modèle

L'étude du long terme avec un modèle TIMES passe par une décomposition en périodes de durées arbitrairement choisies. Ces périodes sont représentées par une année-jalon (« milestone year ») qui correspond à la médiane de la période. Les années-jalons sont celles au cours desquelles les décisions d'investissement et les différents flux d'énergie sont calculés par le modèle. Elles sont matérialisées par des subdivisions annuelles définies par l'utilisateur. Il existe au total quatre

²⁰ En spécifiant la durée de vie de la technologie, le modèle effectue une décroissance linéaire du stock résiduel jusqu'à atteindre une capacité nulle après cette durée de vie. La spécification de du stock résiduel à chaque période permet de s'affranchir de ce rythme de décroissance du stock.

niveaux de subdivision : « **ANNUAL** », « **SEASON** », « **WEEKLY** » et « **DAYNITE** ». En dehors du niveau **ANNUAL** qui par définition ne peut contenir qu'un élément (i.e. période), le nombre d'éléments des autres niveaux peut prendre différentes valeurs en fonction du niveau de finesse voulu pour la représentation d'une **année électrique**. Dans le cas présenté sur la Figure 12, l'année est représentée au total par 16 subdivisions : 4 saisons, 2 jours par semaine (1 jour équivalent de semaine et 1 jour équivalent de weekend) et 2 périodes dans la journée (1 période représentative des heures de jour et 1 période représentative des heures de nuit). L'année représente l'unité et chacune de ces subdivisions a une valeur inférieure à 1 correspondant à sa durée en heures divisée par 8760.

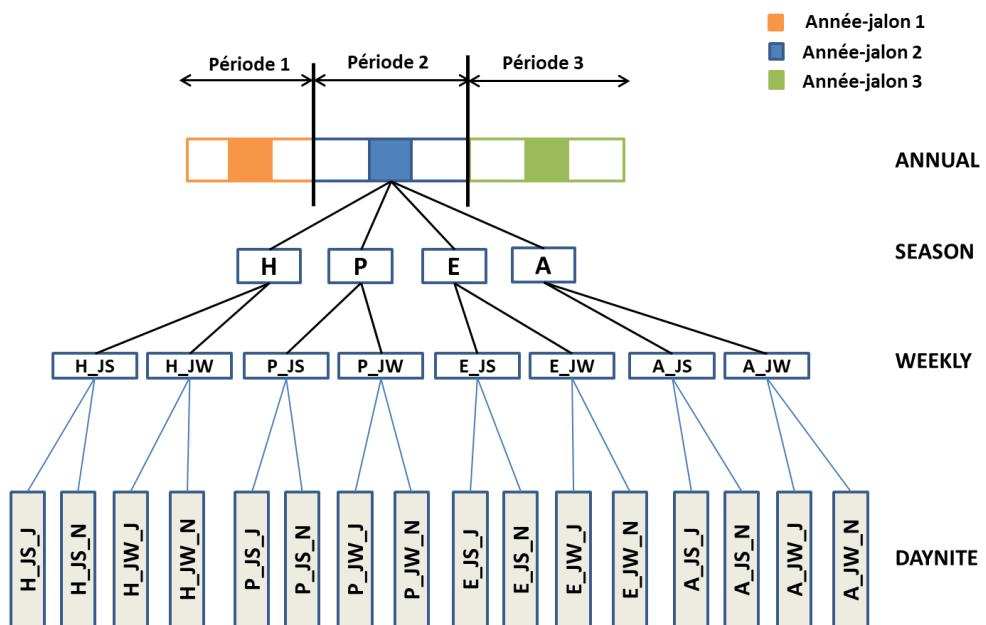


Figure 12- Représentation des années électriques en timeslices

Il faut dans un premier temps caractériser pour l'année dite de référence ou de base du modèle, le fonctionnement de l'ensemble des technologies considérées et les demandes de service utile pour les subdivisions annuelles. Puis, pour l'ensemble des autres années-jalons, l'évolution de la demande de service doit être renseignée.

Equations principales du modèles

Autour de cette évolution de la demande sont définies une fonction objectif et des contraintes (internes au générateur de modèle ou définies par l'utilisateur) pour former l'ensemble des équations du problème linéaire.

* La fonction objectif du modèle : Elle s'écrit comme la somme totale actualisée sur toute la période d'étude des coûts totaux annuels de réalisation de l'équilibre offre-demande pour l'ensemble des régions du modèle

$$NPV = \sum_{r=1}^R \sum_{y \in YEARS} (1 + d_{r,y})^{REFYR-y} * ANN COST(r, y) \quad (II.1)$$

Avec :

NPV : Coût total actualisé sur toute la période d'étude pour l'ensemble des régions ;

ANN COST(r, y) : Coût total pour l'année y dans la région r. Le coût total annuel s'écrit comme la somme des coûts d'investissement (construction et/ou démantèlement), des coûts liés au fonctionnement global (coûts fixes et variables d'opération et de maintenance, coûts d'extraction de la matière première, les coûts de livraison de commodités), des coûts liés aux échanges (coût d'import et d'export), les coûts liés aux politiques sociales et/ou environnementales (taxes, subventions, coûts liés aux émissions de polluants, ...), des montants récupérés (récupération en fin d'horizon ou récupération en cas de démantèlement) ;

d_{r,y} : taux d'actualisation ;

REFYR : l'année de référence du modèle i.e. pour l'année pour laquelle on calibre le fonctionnement du système ;

YEARS : ensemble des années pour lesquelles une donnée de coût au moins existe ;

R : ensemble des régions du modèle ;

* Les contraintes internes au générateur de modèle : Elles assurent une représentation consistante de l'évolution et de l'opération du système. On distingue:

- **La contrainte de satisfaction de la demande :** A chaque période t , un niveau de production au moins égal à chacune des demandes de service doit être assuré par les technologies produisant la commodité correspondante.

$$\sum_k Util(t, k, d) * CAPD(t, k, d) \geq Demand(t, d) \quad (\text{II.2})$$

Avec:

d : l'indice des demandes

k : l'indice des technologies

$CAPD(t, k, d)$: la variable de décision de capacité pour la technologie k de production de la demande, satisfaisant la demande de service d et pendant la période t

$Demand(t, d)$: la valeur de la demande pendant la période t

$Util(t, k, d)$ le taux annuel d'utilisation de la capacité installée pour la technologie k de production de la demande, satisfaisant la demande d pendant la période t .

- **La contrainte de transfert de capacité :** Elle assure d'une période à une autre la conservation de la capacité résiduelle des installations correspondant à des investissements en cours et passés augmentée de la part restante de la capacité dans l'année de base ;

$$CAPD(t, k) = RESID(t, k) + \sum_{\substack{i \leq t \\ t-i \leq life(k)}} INV(i, k)$$

Avec:

$life(k)$: la durée de vie de la technologie k

$RESID(t, k)$: la quantité résiduelle à la période t de la capacité initiale de la technologie k (existante en début d'horizon);

$CAPD(t, k)$: la variable de décision de la capacité installée de la technologie k pendant la période t ;

$INV(t, k)$: la variable de décision d'investissement pour la technologie k pendant la période t .

- **La contrainte flux-activité** qui pour une technologie donnée fait correspondre l'activité totale de la technologie à la somme des flux de commodités produites ou consommées par la technologie ;

$$ACT(t, k) = \sum_{c \in PCG} \frac{FLO(k, t, c)}{actflo(k, c)} \quad (\text{II. 3})$$

Avec:

$FLO(k, t, c)$: Flux de commodité c entrant ou sortant de la technologie k pendant la période t

$actflo(k, c)$: facteur de conversion liant l'activité de la technologie k au flux de commodité c

$ACT(t, k)$: niveau d'activité de la technologie k pendant la période t ;

- **La contrainte capacité-activité** qui limite l'activité totale d'une technologie au cours d'une subdivision annuelle par son facteur de capacité ;

$$ACT(t, k) \leq CAPD(t, k) * CAP2ACT * AF(t, k) \quad (\text{II. 4})$$

Avec:

$ACT(t, k)$: niveau d'activité de la technologie k pendant la période t

$CAPD(t, k)$: la variable de décision de la capacité installée de la technologie k pendant la période t

$CAP2ACT$: facteur de conversion

$AF(t, k)$: facteur de charge de la technologie k pendant la période t

- **Les contraintes d'équilibre des flux de commodités** qui assurent pour chaque subdivision annuelle, dans chaque région du modèle et pour chaque commodité que la quantité totale produite et importée soit supérieure ou égale à la quantité totale consommée plus exportée.

$$PROD(t, c) + IMP(t, c) \geq CONS(t, c) + EXP(t, c) \quad (\text{II. 5})$$

Avec:

$PROD(t, c)$: production totale de la commodité c pendant la période t ;

$IMP(t, c)$: imports totaux de la commodité c pendant la période t ;

$CONS(t, c)$: facteur de conversion

$EXP(t, c)$: facteur de charge de la technologie k pendant la période t

- **La contrainte de la réserve de pic** qui assure de disposer pour une commodité donnée d'une capacité de production installée supérieure au niveau de demande le plus élevé du modèle. L'utilisation d'une représentation en un nombre de subdivisions annuelles limitées entraîne la considération sur celles-ci de valeurs de demandes agrégées plus faibles que les valeurs maximales réelles observées. La contrainte de pic sert à la prise en compte de cet écart dans le dimensionnement du système. A la valeur maximale de demande d'une commodité, on définit un pourcentage *peak rsv* de surdimensionnement. Pour chacune des technologies de production de la commodité considérée, on spécifie également un coefficient de participation à l'équation de pic correspondant le plus souvent à leur disponibilité (facteur de capacité) au moment du pic. L'expression de l'équation traduit le fait que la somme pondérée des capacités de production doit être supérieure ou égale à la demande totale (exports, technologies de demande) augmentée du pourcentage *peak rsv*.

Les contraintes définies par l'utilisateur peuvent être de différentes formes et s'expriment en fonction d'une ou plusieurs variables du problème : les incrément de capacités ou les capacités installées, l'activité des technologies, les flux de commodités.

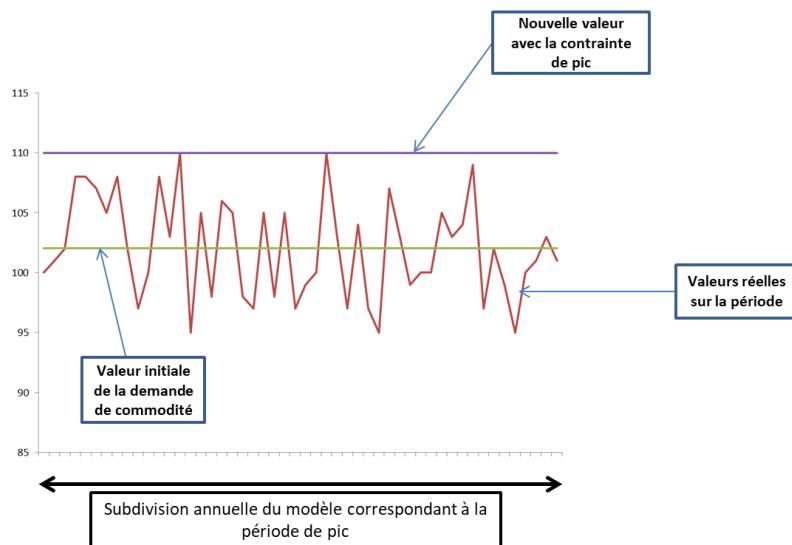


Figure 13- Explication de la contrainte de pic

Formation de l'équilibre dans TIMES

L'équilibre offre-demande réalisé dans le modèle TIMES passe par le calcul pour chaque commodité du couple (P_E , Q_E) du prix et de la quantité d'équilibre pour lequel le surplus du fournisseur et celui du consommateur sont maximaux. Ce prix et cette quantité se forment de façon incrémentale après utilisation de toutes les ressources de plus bas coût disponibles et à l'équilibre, P_E correspond à la valeur marginale de la commodité. Cette propriété est un résultat classique lorsque le marché est supposé en concurrence parfaite [112].

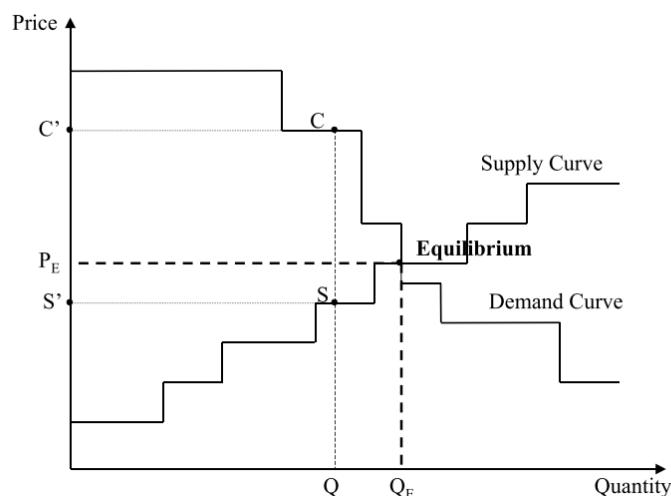


Figure 14- Formation de l'équilibre dans TIMES (Source [112])

Par défaut, la solution du problème linéaire posé par le modèle TIMES est calculée sur tout l'horizon de l'étude. Le modèle agit en parfaite connaissance du futur et maximise le surplus collectif sur toutes les années-jalons.

III- Le modèle eTIMES-EU pour le secteur électrique européen

1. Couverture géographique du modèle

Le modèle eTIMES-EU regroupe 29 pays à l'échelle européenne. Une description détaillée du système électrique a été entreprise dans chacun de ses pays afin de rendre compte de manière

plus ciblée des implications pour chaque pays des politiques différenciées et des objectifs environnementaux aux échelles nationale et européenne. Nous définissons, en nous basant sur les dénominations adoptées dans les rapports trimestriels sur les marchés électriques européens [113], la zone²¹ à laquelle appartient chacun de ses pays. Le Tableau 2 ci-dessous rassemble l'ensemble des pays considérés, leurs codes respectifs et la zone correspondante.

Tableau 2- Pays considérés dans le modèle et zones correspondantes

Zone	Code de la zone	Pays inclus
Péninsule Alpine	ALP	Italie (IT)
Iles Britanniques	BIS	Irlande (IE), Royaume-Uni (UK)
Péninsule Ibérique	IBE	Espagne (ES), Portugal (PT)
Europe du Centre-Ouest	CWE	Autriche (AT), Belgique (BE), Suisse (CH), Allemagne (DE), France (FR), Luxembourg (LU), Pays-Bas (NL)
Europe du Centre-Est	CEE	République Tchèque (CZ), Pologne (PL)
Europe du Nord-Ouest	NWN	Danemark (DK), Finlande (FI), Norvège (NO), Suède (SE), Islande (IS)
Europe du Nord-Est	NEE	Estonie (EE), Lituanie (LT), Lettonie (LV)
Europe du Sud-Est	SEE	Bulgarie (BG), Grèce (GR), Croatie (HR), Hongrie (HU), Roumanie (RO), Slovénie (SI), Slovaquie (SK)

²¹ Dans les rapports trimestriels de la DG Energy, les zones correspondent aux marchés de gros régionaux

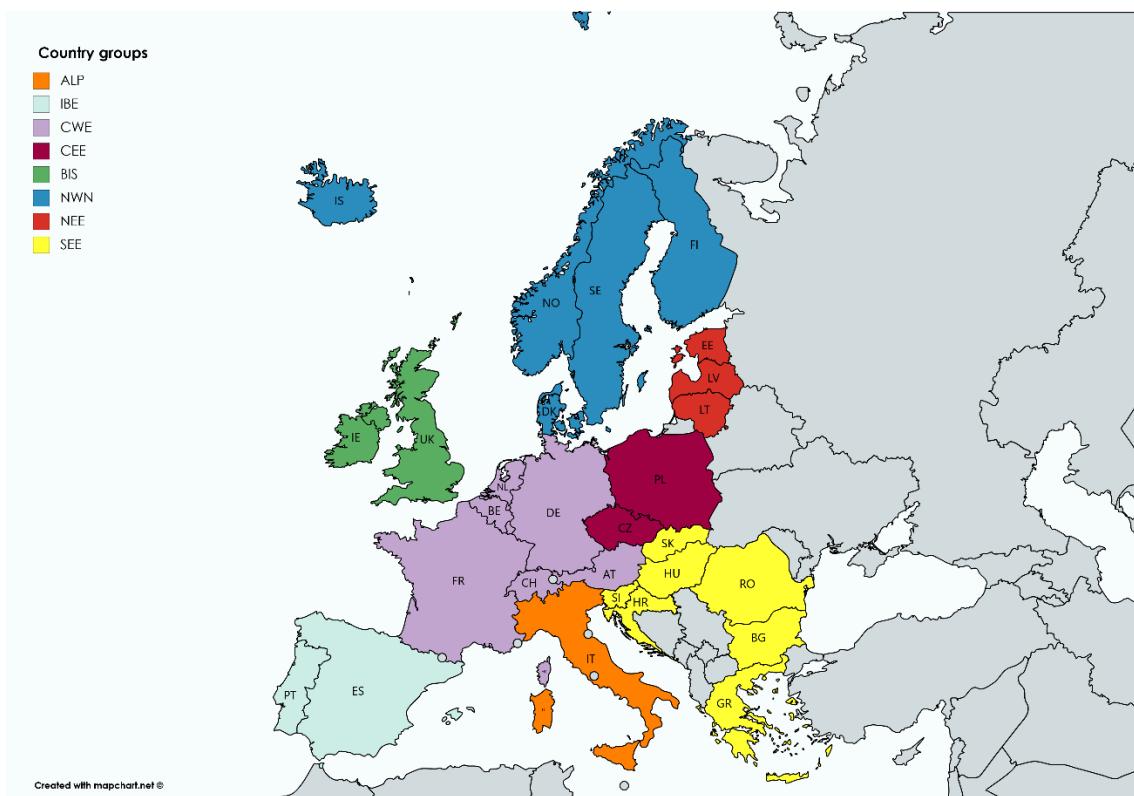


Figure 15- Couverture géographique du modèle eTIMES-EU

2. Horizon temporel et décomposition en pas de temps

L'horizon d'étude défini pour le modèle eTIMES-EU dans le cadre du projet Clim2Power est la période de 2016 à 2050. Sur cet horizon, les décisions d'investissement sont réalisées par le modèle en 2017, puis tous les 5 ans de 2020 à 2050. Ces années sont représentatives des périodes décrites dans le Tableau 3 ci-dessous.

Tableau 3- Périodes et années-jalons considérées dans le modèle

Début de la période	2018	2023	2028	2033	2038	2043	2048
Année-jalon	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Fin de la période	2022	2027	2032	2037	2042	2047	2052

Le choix d'un calcul des décisions d'investissement tous les 5 ans permet notamment d'implémenter à date les différentes politiques concernant la réduction (voire l'arrêt) de l'activité de certaines centrales en Europe et d'évaluer les choix du modèle sur la période correspondante. Cette durée permet également de suivre les investissements tout au long de la période d'étude et de ne pas se focaliser uniquement sur les résultats en fin d'horizon. Au sein de chaque année-jalon, l'opération du système est représentée sur 64 subdivisions annuelles ou tranches horaires définies en considérant quatre trimestres, un jour représentatif de la semaine et un jour représentatif du weekend pour chacun des trimestres, et au sein de ces jours 8 plages horaires de 3h chacune. Cette granularité nous permet de capturer à une échelle convenable²² les dynamiques de demande (périodes de pointe vs période creuse, jour de semaine vs jour de weekend, demande hiver vs demande été) et de la production (saisonnalité de la production des barrages, dynamique infra journalière de la production solaire, production solaire été vs hiver).

Tableau 4- Décomposition de l'année en pas de temps dans le modèle eTIMES-EU

Saisons	Période	Fraction de l'année
DJF	Déc, Jan, Fév	0,249
MAM	Mar, Avr, Mai	0,251
JJA	Juin, Juil, Aôut	0,251
SON	Sep, Oct, Nov	0,249
Semaine	Période	Fraction de la semaine
B	Semaine	0,714
E	Week-End	0,286
Journée	Période	Fraction de la journée
P1	[0h- 3h[0,125
P2	[3h- 6h[0,125
P3	[6h- 9h[0,125
P4	[9h- 12h[0,125
P5	[12h- 15h[0,125
P6	[15h- 18h[0,125
P7	[18h- 21h[0,125
P8	[21h- 0h[0,125

²² qui permet de s'affranchir de temps de calcul prohibitifs (ex. : décomposition au pas de d'1h)

3. Structure du système énergétique de référence

Dans chaque pays du modèle, le système énergétique de référence est caractérisé par une description de la chaîne énergétique d'amont en aval représentant les ressources locales et importées, les technologies de production d'électricité et de chaleur, les moyens de stockage d'électricité et une demande finale d'électricité. Une représentation des commodités et technologies considérées dans le modèle eTIMES-EU est fournie par la Figure 16 ci-dessous.

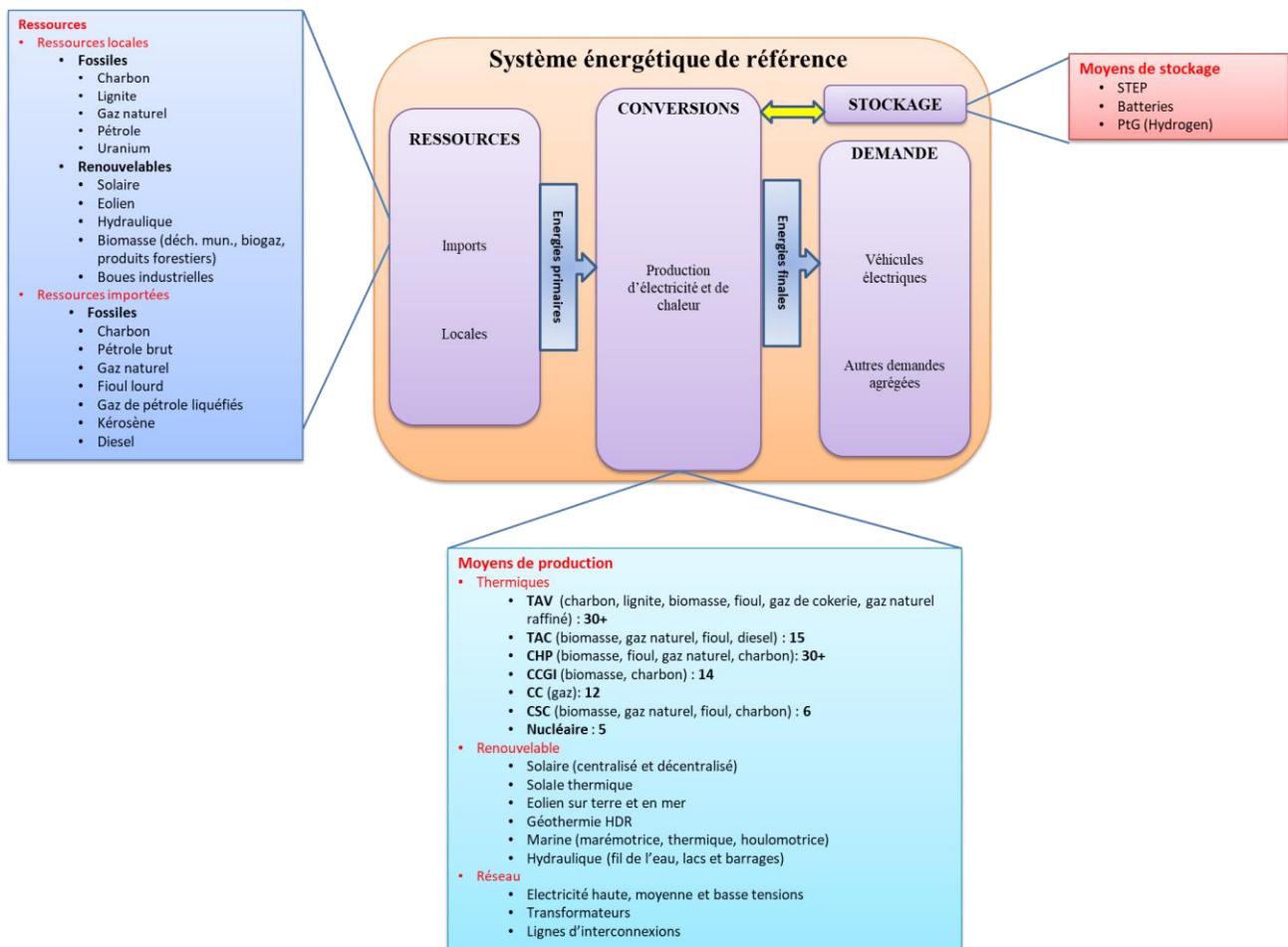


Figure 16- Structure du système énergétique de référence (adapté de [96])

4. La confrontation des sources de données

La description détaillée des différents paramètres techniques et économiques a constitué un des critères de choix d'un modèle de type bottom-up dans le cadre de cette étude. De plus la flexibilité dans la décomposition temporelle est un réel atout pour la description de dynamiques particulières de la production et de la demande. Néanmoins, il va sans dire que dans le cadre d'un tel modèle, la quantité de données nécessaires augmente avec la finesse de la décomposition temporelle et la couverture géographique considérée. Ce problème est accru à l'échelle européenne par celui de la qualité des données qui peuvent être très disparates en fonction de la source considérée. Dans les sections suivantes, nous décrivons le travail de recherche des données entrepris pour la construction du modèle. Nous présentons les différentes sources ainsi que l'information à laquelle elles permettent d'avoir accès.

Le « Transparency Platform » (TP) de l'ENTSOE

Définie comme la base de « collecte et publication centralisées de données et d'information sur la production, le transport et la consommation d'électricité pour le marché européen », la nouvelle plateforme de l'ENTSO-E [114] fournit depuis le 05 Janvier 2015 des données sur l'opération du système électrique européen²³ allant de l'échelle du quart-d'heure à l'échelle annuelle. Ces informations, selon leur disponibilité, sont fournies pour 45 pays. Les données de l'ENTSO-E proviennent des GRT ou d'autres fournisseurs locaux comme les offices nationaux de statistique et les bureaux de réglementation. La plateforme permet également, après création d'un compte, le téléchargement de masse des données via un serveur FTP où celles-ci sont actualisées chaque jour [115]. Quatre types de données²⁴ en particulier nous intéressent pour notre étude : les données de capacité installées, les données sur la consommation totale par pays, les données de production par type de centrale et les données d'échanges aux frontières. Le Tableau 5 ci-dessous fournit la description de ces types de données sur le serveur.

Tableau 5- Données récupérées sur le serveur du "Transparency Platform"

Type de données	Fichier correspondant sur le serveur FTP
Capacités installées	Installed Generation Capacity Aggregated [14.1.A]

²³ Au sens large du terme en incluant les états transcontinentaux du territoire européen : la Turquie et la Russie.

²⁴ Nous considérons uniquement l'échelle des pays pour notre analyse. Les données de la plateforme sont également fournies à l'échelle des zones de contrôles et à l'échelle des zones d'enchères.

Production par type de centrale	Aggregated Generation per Type [16.1.B&C]
Consommation totale par pays	Actual Total Load [6.1.A]
Echanges aux frontières	Physical Flows [12.1.G]

Les données de **capacité** sont fournies à l'échelle annuelle en MW. Cette base considère 20 types de moyens de production. Pour chacun d'eux, la valeur fournie correspond à la somme de toutes les unités de plus d'1 MW [116]. Les données de **production** correspondent quant à elles à l'activité des centrales de 100 MW ou plus fournies par les gestionnaires de réseau de transport (GRT²⁵) [117]. Il convient d'indiquer déjà ici que les données de production du Luxembourg et de l'Islande ne sont pas fournies. La **consommation** est initialement calculée au niveau des zones d'échanges puis répartie dans chacun des pays. La valeur fournie en MW correspond à la somme des imports et de la production nette des centrales répertoriées au niveau des GRT et gestionnaires de réseau de distribution (GRD) diminuée de la part absorbée par les moyens de stockage et des exports [118]. Les **échanges aux frontières** enfin donnent en MW, les valeurs nettes des échanges physiques entre les zones d'enchères [119].

Les « statistical factsheets » de l'ENTSO-E

Deuxième source de données provenant de l'ENTSO-E, les statistical factsheets (sfs) fournissent à l'échelle annuelle, des données de capacité et de production pour des moyens de production sensiblement différents de ceux listés par le Transparency Platform. Ils présentent également des statistiques sur la consommation électrique maximale, les volumes annuels d'import et d'export et des données sur la longueur du réseau pour un ensemble de 35 pays en Europe. Toutes les données proviennent des GRT membres de l'ENTSO-E.

Le « statistical country datasheet » (scd) d'Eurostat

Disponible en libre téléchargement sous la forme d'un fichier Excel [120], il fournit pour tous les pays membres de l'Union Européenne sur la période de 1990 à 2018, des statistiques détaillées sur la population et le produit intérieur brut, les bilans énergétiques concernant la production, la consommation, les imports et les exports d'énergie primaire et finale, des données sur la production électrique regroupant l'activité des centrales et les capacités installées, des statistiques sur la production de chaleur et la cogénération, sur la consommation des carburants

pour le transport, des indicateurs énergétiques (efficacité énergétique, pénétration d'énergie renouvelable, dépendance aux imports, ...) et aussi des statistiques sur les émissions de CO₂. Les données proviennent d'instituts statistiques nationaux, de ministères, d'agences de l'énergie ou d'associations professionnelles.

Le QueryTool de l'IRENA

Uniquement dédié aux sources de production renouvelables, cet outil mis à disposition par l'IRENA [121], fournit de 2000 à 2018²⁶ les données de capacité et la production à l'échelle mondiale. Le plus bas niveau d'agrégation présente des données annualisées pour 12 moyens de production. Les données pour l'Europe concernent au total 47 pays. L'ensemble des données de cet outil sont repris dans les éditions du « Renewable energy statistics » [47], [122] qui fournissent également des bilans énergétiques sur les énergies renouvelables. Les données sont récupérées par le biais d'un questionnaire IRENA, de statistiques officielles (instituts statistiques nationaux, agences gouvernementales, régulateurs, compagnies d'électricité), de rapports d'associations de l'industrie et d'autres rapports et articles de presse.

Les rapports de l'IHA²⁷

Ces rapports publiés depuis 2014 sont spécifiques à la production d'électricité d'origine hydraulique. L'Association, créée depuis 1995, apporte des informations sur les nouvelles capacités annuelles installées à l'échelle mondiale et des focus sur certains pays en particulier. Des statistiques sur la capacité hydraulique totale, la capacité installée de STEP et la production hydraulique par pays sont disponibles en fin de document. Pour l'Europe, les données concernent 48 pays [46], [123]. La source des données n'est pas précisée.

Les rapports de WindEurope

Les rapports de la nouvelle entité remplaçant l'ancienne association de l'énergie éolienne en Europe (EWEA) fournissent des statistiques sur les capacités de production éolienne en Europe. Les publications sur la situation de 2016 à 2019 fournissent le détail des capacités d'éolien terrestre et d'éolien en mer installées dans 39 pays en Europe [124]–[127]. Ici non plus, les rapports ne mentionnent pas l'origine des données.

²⁶ Pour la dernière version lors de l'écriture de ce document

²⁷ International Hydropower Association

La base de données d'Eurostat

Dans cette base de données par excellence de la commission européenne, Eurostat fournit une multitude de données à l'échelle européenne dans les secteurs démographique, économique, environnemental, énergétique et social. Ces données sont agrégées suivant 9 thèmes principaux²⁸ et 8 thèmes transversaux²⁹ [128]. Les données sur le secteur électrique en particulier concernent :

- * L'approvisionnement, la transformation et la consommation d'électricité (données annuelles, mensuelles et mensuelles court terme) (**nrg_cb_e**, **nrg_cb_em**, **nrg_105m**, **nrg_125m**, **nrg_135m**, **nrg_ind_342m**)
- * La production d'électricité et de chaleur par type de combustible (**nrg_bal_peh**)
- * La production nette d'électricité par type de combustible (données mensuelles) (**nrg_cb_pem**)
- * La production brute et nette d'électricité et de chaleur secondaire (**nrg_ind_peh**, **nrg_ind_pehcf**, **nrg_ind_pehnf**)
- * Les infrastructures énergétiques (capacités de production installées, caractéristiques techniques d'équipements) (**nrg_inf**)
- * Les parts de marché du plus grand producteur d'électricité (**nrg_ind_331a**)
- * Les prix du gaz et de l'électricité (**nrg_pc**)

Ces données sont fournies par les instituts statistiques nationaux, les ministères, les agences de l'énergie et les associations professionnelles. Elles constituent une forme très désagrégée des données du « statistical country datasheet » décrit plus haut. Comme dans le cas du Transparency Platform de l'ENTSO-E, la base de données Eurostat offre également la possibilité d'un téléchargement de masse des données dans un format compressé [129]. Tous les éléments de cette source de données sont repris par [45].

Ces différentes sources fournissent dans un format préférentiel des statistiques liées à la production et/ou la consommation d'électricité. Leur comparaison révèle une forte diversité dans les groupes de moyens de production considérés pour établir les chiffres de la capacité installée

²⁸ Statistiques générales et régionales, économie et finances, population et conditions sociales, industries commerce et services, agriculture sylviculture et pêche, commerce international, transports, environnement et énergie, science technologie société numérique

²⁹ Qualité de vie, intégration des migrants et des enfants migrants, indicateurs de la mondialisation économique, égalité (âge et sexe), qualité de l'emploi, indicateurs agroenvironnementaux, changement climatique, statistiques relatives aux compétences

dans les pays concernés. Le niveau très agrégé des sources fossiles considérées dans EUROSTAT tranche avec le détail des moyens de production des bases de données de l'ENTSO-E. Au niveau des sources renouvelables au contraire, l'exhaustivité d'EUROSTAT permet d'effectuer des confrontations avec les autres bases de données.

Tableau 6- Synthèse des sources d'information sur les capacités

	TP	sfs	sed	QueryTool	hydropower report	Wind power statistics	base de données Eurostat
Moyens non renouvelables	<ul style="list-style-type: none"> - Tourbe - Charbon - Schistes bitumineux - Lignite - Gaz - Fioul - Nucléaire 	<ul style="list-style-type: none"> - Tourbe - Charbon - Schistes bitumineux - Lignite - Gaz - Fioul - Nucléaire - Hydraulique mixte (part non-renouvelable) - Mélanges de combustibles - Déchets non renouvelables - Autres combustibles fossiles 	<ul style="list-style-type: none"> - Combustibles fossiles - Nucléaire 				<ul style="list-style-type: none"> - Nucléaire - Combustibles fossiles

Chapitre 2 : Construction d'un modèle prospectif pour l'étude du système électrique européen

Autres non catégorisés	- Autres sources - Autres sources renouvelables	- Autres sources non-renouvelables - Autre sources renouvelables - Sources non identifiées	- Autres sources				- Autres sources
------------------------	--	--	------------------	--	--	--	------------------

Deux éléments de différenciation sont à observer dans la production électrique, notamment la fréquence de report de la production des centrales et les groupes de moyens de production considérés. La base Transparency de l'ENTSO-E permet de disposer des données de production à une fréquence allant du quart d'heure à l'heure et la base de données d'Eurostat fournit des valeurs à l'échelle mensuelle pour la production nette d'électricité. Toutes les autres sources de données proposent des quantités annuelles de production électrique. Les types de centrale considérés pour la production non renouvelable dans la base de données EUROSTAT sont plus détaillés que ceux retenus pour la description de la capacité installée. Cette différence de niveau de détail rend difficile dans certains cas l'assignation de l'activité à une capacité de production.

Tableau 7- Synthèse des sources d'information sur les moyens de production

	TP	sfs	sed	QueryTool	hydropower report	Wind power statistic s	base de données Eurostat
Niveau temporel de désagrégation	15min à 1h	Année	Année	Année	Année	Année	Mois
Taille minimale	100MW						
Moyens non renouvelables	<ul style="list-style-type: none"> - Tourbe - Charbon - Schistes bitumineux - Tourbe - Charbon - Schistes bitumineux - Lignite - Gaz - Fioul - Nucléaire - Hydraulique mixte (part non-renouvelable) - Gaz - Fioul - Nucléaire 	<ul style="list-style-type: none"> - Tourbe - Charbon - Schistes bitumineux - Lignite - Gaz - Fioul - Nucléaire - Hydraulique mixte (part non-renouvelable) - Gaz - Fioul - Nucléaire 	<ul style="list-style-type: none"> - Charbon - Lignite - Fioul et produits pétroliers - Gaz naturel - Gaz manufacturé - Nucléaire - Déchets non renouvelables 				<ul style="list-style-type: none"> - Charbon et gaz manufacturés - Gaz naturel - Fioul et produits pétroliers - Nucléaire - Autres combustibles

	TP	sfs	scd	QueryTool	hydropower report	Wind power statistic	base de données Eurostat
Niveau temporel de désagrégation	15min à 1h	Année	Année	Année	Année	Année	Mois
Taille minimale	100MW						
Moyens renouvelables et déchets	<ul style="list-style-type: none"> - Eolien terrestre - Eolien en mer - Solaire PV - Solaire thermique - Géothermie - Hydraulique fil de l'eau/éclusée - Hydraulique lacs - Hydraulique STEP - Marin - Biomasse 	<ul style="list-style-type: none"> - Eolien terrestre - Eolien en mer - Solaire PV - Solaire thermique - Géothermie - Hydraulique fil de l'eau/éclusée - Hydraulique lacs - Hydraulique mixte (part renouvelable) - Marin - Biomasse - Biogaz - Déchets renouvelables 	<ul style="list-style-type: none"> - Hydraulique - Eolien - Biocarburants solides et déchets renouvelables - Biogaz - Biocarburants liquides - Solaire - Géothermie - Marin 	<ul style="list-style-type: none"> - Hydraulique renouvelable - Hydraulique STEP - Marin - Eolien terrestre - Eolien en mer - Solaire PV - Solaire Thermique - Bagasse - Déchets renouvelables - Autres biocarburants solides - Biocarburants liquides - Biogaz 	- Hydraulique totale		<ul style="list-style-type: none"> - Hydraulique pure - Hydraulique mixte - Hydraulique par pompage - Géothermie - Eolien terrestre - Eolien en mer - Solaire thermique - Solaire PV
Autres non catégorisés	<ul style="list-style-type: none"> - Autres sources - Autres sources renouvelables 	<ul style="list-style-type: none"> - Autres sources non-renouvelables - Autres sources renouvelables - Sources non identifiées 	- Autres sources				<ul style="list-style-type: none"> - Autres énergies renouvelables

Au terme de l'effort d'identification et de collecte des données, l'étape suivante consiste en leur intégration dans le modèle eTIMES-EU. Nous décrivons dans les sections ci-dessous les choix de modélisation réalisés pour les différentes filières de production, de transmission et de stockage considérées dans notre modèle.

Dans toute cette partie, la notion de facteur de capacité représentera le facteur de charge de production exprimé par :

$$\text{Facteur de capacité} = \frac{\text{Energie annuelle produite (GWh)}}{\text{Capacité installée (GW)} * 8760 \text{ h}}$$

5. La modélisation des filières non renouvelables

Au fil des années, chaque pays s'est doté d'un mix de production électrique servant des intérêts stratégiques ou profitant d'une abondance de la ressource locale. La production non-renouvelable a constitué 69% de la fourniture totale d'électricité en Europe en 2016 puis cette part a légèrement reculé à 66% en 2018. Le Tableau 8 établit dans chaque pays pour l'année 2018, les parts de production électrique des deux moyens majeurs de production non-renouvelable. On y remarque la forte diversité des conditions de départ dans les différents pays. La description de cette configuration non-renouvelable initiale est importante parce qu'elle permet d'apprécier à l'échelle nationale, l'effort nécessaire vers un mix européen décarboné.

Tableau 8- Parts de production non renouvelable majoritaires par pays

Pays	Moyens de production non-renouvelables et parts
AT	Gaz naturel (14,5%), charbon (2,6%)
BE	Nucléaire (38,3%), gaz naturel (32,1%)
BG	Lignite (37,7%), nucléaire (34,4%)
CH	Nucléaire (36,1%), gaz naturel (2,8%)
CZ	Lignite (42,9%), nucléaire (34%)
DE	Lignite (22,5%), gaz naturel (13%)
DK	Charbon (21,6%), gaz naturel (6,8%)
EE	Schistes et sables bitumineux (75,9%), gaz manufacturés (4,4%)
ES	Gaz naturel (21,1%), nucléaire (20,3%)
FI	Nucléaire (32,6%), charbon (8,3%)
FR	Nucléaire (71%), gaz naturel (5,3%)

Pays	Moyens de production non-renouvelables et parts
GR	Lignite (32,3%), gaz naturel (26,4%)
HR	Gaz naturel (16,5%), charbon (10,6%)
HU	Nucléaire (49,4%), gaz naturel (22,7%)
IE	Gaz naturel (51,4%), charbon (6,9%)
IS	Produits pétroliers (0,01%)
IT	Gaz naturel (44,5%), charbon (9,9%)
LT	Gaz naturel (10,1%), produits pétroliers (2,3%)
LU	Gaz naturel (8,9%), produits pétroliers (0,01%)
LV	Gaz naturel (47,9%), tourbe (0,1%)
NL	Gaz naturel (51%), charbon (24%)
NO	Gaz naturel (1,8%), charbon (0,03%)
PL	Charbon (47,8%), lignite (29%)
PT	Gaz naturel (26,2%), charbon (20,1%)
RO	Lignite (23,7%), nucléaire (17,5%)
SE	Nucléaire (41,9%), gaz haut-fourneau (0,32%)
SI	Nucléaire (35,4%), Lignite (25,8%)
SK	Nucléaire (55,3%), lignite (5,8%)
UK	Nucléaire (27,5%), gaz naturel (24,3%)

5.1. Le nucléaire

Moyen de production en base par excellence, le nucléaire a généré 25% de la production électrique dans la zone UE27+UK en 2018. Au cours des dernières années, cette proportion oscillait entre 25,5 et 32,8%. L'énergie nucléaire est convertie en électricité par le biais de différentes technologies dans 15 des 29 pays qu'englobe le modèle. Les types de centrales regroupent notamment les réacteurs à eau pressurisée (REP), les réacteurs à eau bouillante (REB), les réacteurs à caloporteurs gaz (RCG) et les réacteurs à eau lourde. Les REP dominent le mix européen avec plus de la moitié des installations de ce type concentrée en France. En réponse à la crise pétrolière de 1973, le pays a lancé en 1974 le plan Messmer, qui ambitionnait de faire de l'énergie nucléaire la principale source d'électricité du pays.

La physique de la réaction nucléaire offre moins de flexibilité que les centrales thermiques classiques cependant certaines centrales nucléaires (notamment allemandes et françaises) opèrent en suivi de charge et participent ainsi aux services systèmes. La Figure 17 présente le profil de la production nucléaire en France de 2015 à 2019. On y observe une saisonnalité marquée par une

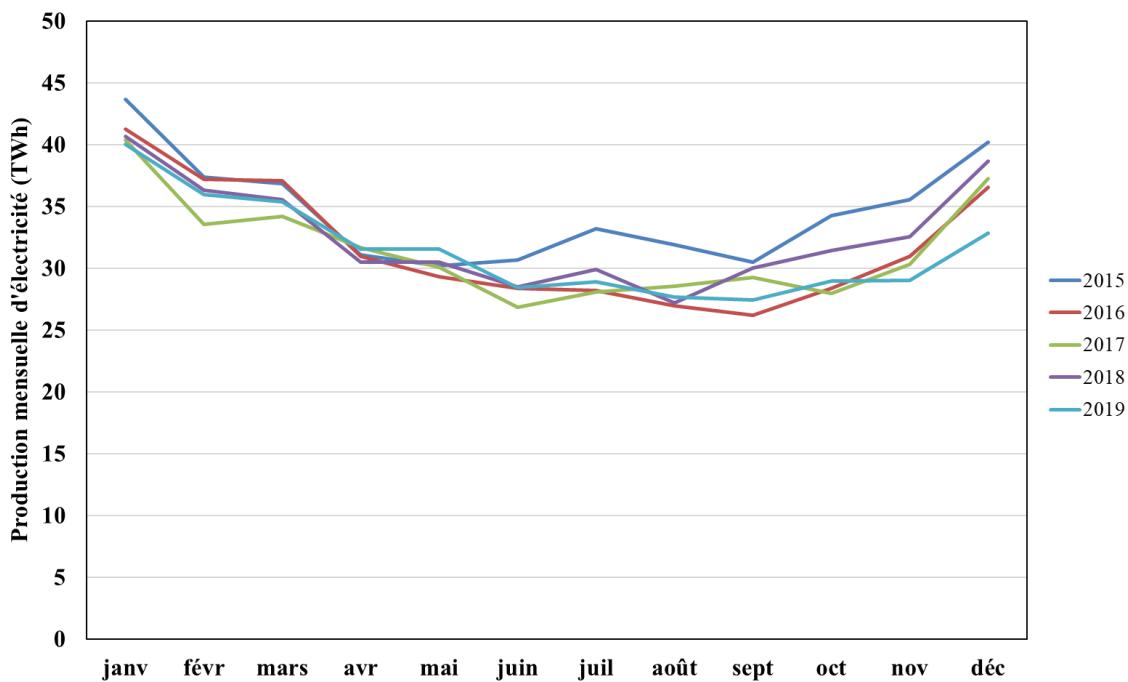


Figure 17- Profil de la production d'électricité en France à partir du nucléaire
(Source : ENTSO-E)

valeur plus faible de la production en été et un maximum en hiver. Les rampes à l'échelle horaire offrent également une option face à la pénétration de la production renouvelable [130]. Une étude plus approfondie des interactions de long terme entre le nucléaire français et les énergies renouvelables variables est réalisée dans la thèse de Camille Cany [131].

Pour les centrales nucléaires de 3^e génération et plus, un fonctionnement journalier dans la plage de 50 à 100% et un taux de variation de 3 à 5% par minute de la puissance nominale sont requis [132].

Bien que le nucléaire soit considéré comme une technologie décarbonée, son acceptation souffre des craintes d'un accident nucléaire et des critiques sur les coûts de démantèlement. Différents accidents ont terni l'image de l'industrie et l'accident nucléaire de Fukushima-Daichii au Japon en 2011 a amplifié les inquiétudes concernant la sécurité autour des centrales nucléaires et a modifié le programme de plusieurs pays. Alors que les réacteurs de la génération III sont en cours

de construction, la recherche se concentre sur les réacteurs de la génération IV destinés à satisfaire les objectifs internationaux en matière de durabilité, de sûreté et de fiabilité, d'économie, de résistance à la prolifération et de protection physique [133]. Les enseignements tirés de l'accident de Fukushima ont déterminé certains aspects techniques clés de ces réacteurs : l'utilisation de réfrigérants autres que l'eau, des températures de fonctionnement plus élevées, une plus grande densité de puissance dans le cœur du réacteur, la proximité ou l'intégration des installations de traitement du combustible ou des installations chimiques. Les petits réacteurs modulaires suscitent également un intérêt croissant de par leur faible coût et les avantages qu'ils offrent sur le plan de la sûreté [134], [135].

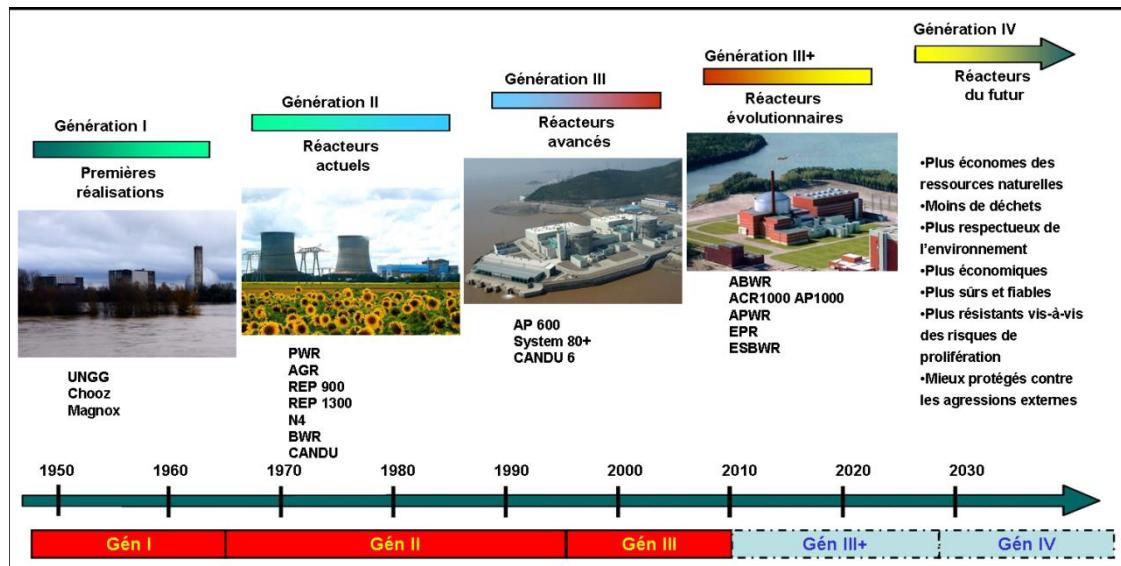


Figure 18- Générations de réacteurs nucléaires (Source [266])

Les centrales nucléaires existantes opèrent dans le modèle sur chaque subdivision annuelle (timeslice) pour effectuer le suivi de charge (environ 4% de la capacité totale installée) et aussi à l'échelle des semaines-types, correspondant à un fonctionnement en base. Les nouvelles centrales nucléaires installées ont par défaut un fonctionnement à l'échelle des semaines-types.

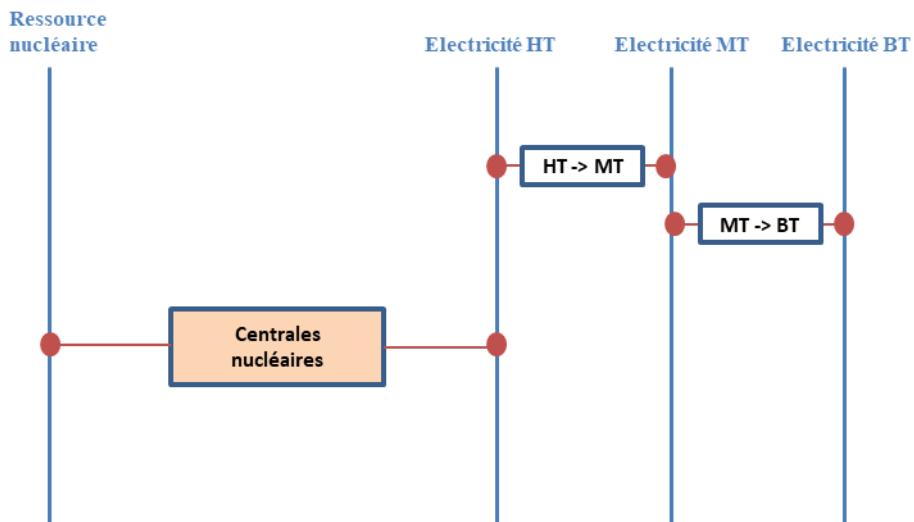


Figure 19- Représentation des centrales nucléaires dans le système énergétique de référence

Le coût de la ressource nucléaire considéré est de 0,5 M€/PJ en 2016 et 2017. Cette valeur évolue linéairement jusqu'à atteindre 1,13 M€/PJ en 2050. Aucune limite n'est imposée sur le volume annuel de la ressource utilisée.

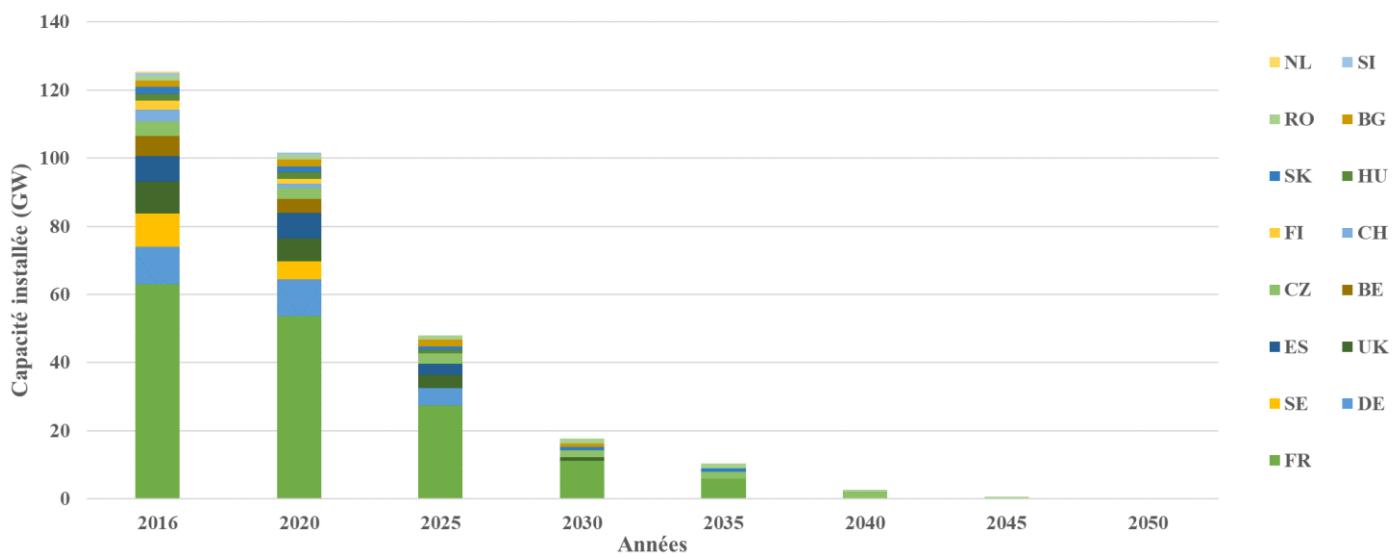


Figure 20- Evolution de la capacité nucléaire installée (GW) dans le modèle

La Figure 20 décrit l'évolution de la capacité nucléaire existante dans le modèle. Cette évolution se base sur un calcul considérant une durée de vie de 40 ans des centrales existantes à

partir de l'année de mise en service. Nous autorisons dans le modèle une possibilité d'extension de la capacité nucléaire pour les pays produisant de l'électricité à partir de la ressource. Cette extension est autorisée jusqu'en 2040 et elle correspond à une prolongation de 20 ans de l'opération des centrales arrivant en fin de vie (voir Tableau 72).

5.2. Le charbon

Le charbon³⁰ représente 19% de la production électrique totale dans l'UE27+UK en 2018. Cette production est assurée par un peu plus de 200 centrales de production présentes dans 21 pays. Plus de 50% de la production d'électricité à partir du charbon s'opère dans les centrales allemandes (DE) et polonaises (PL). D'après les données d'EURACOAL, 443 millions de tonnes de la ressource ont été extraites en Europe en 2018 (dont 367 millions de tonnes de lignite) [136].

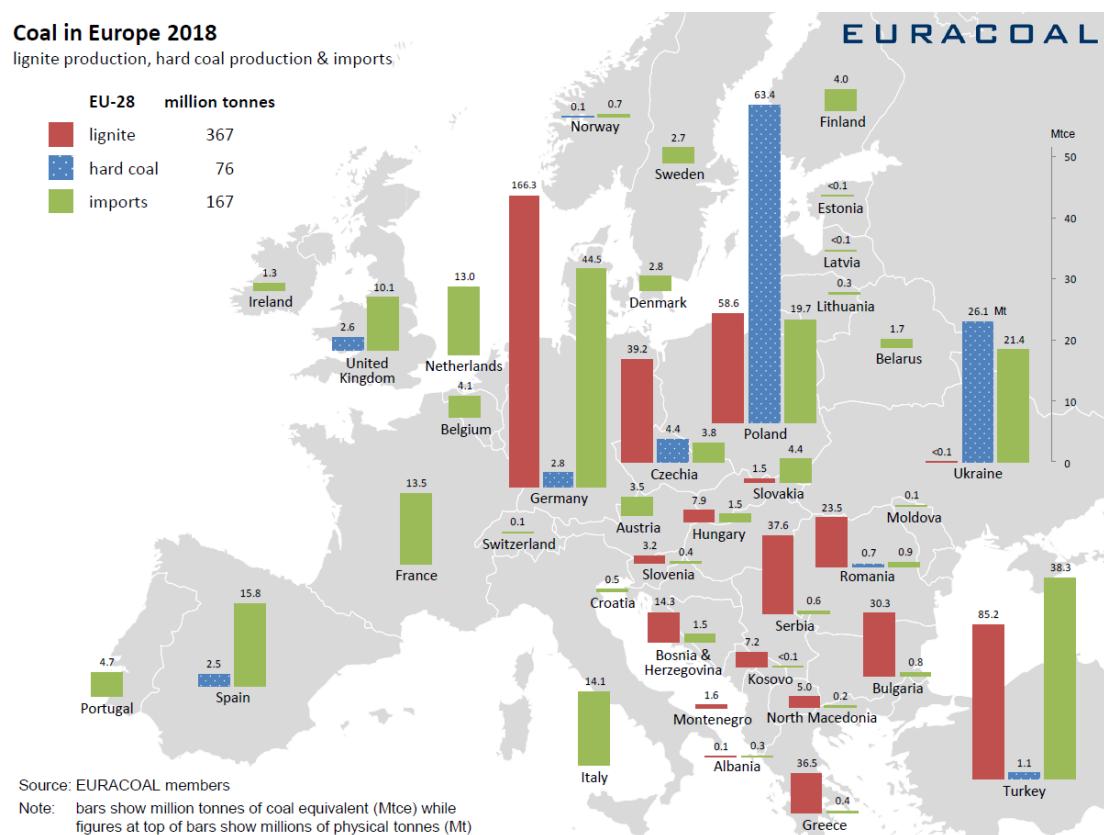


Figure 21- Données de production de charbon et de lignite en Europe en 2018 - Source EURACOAL

³⁰ Le terme charbon englobe ici tous les niveaux de maturité de la sédimentation de la biomasse : lignite, charbons sous-bitumineux, charbons bitumineux, anthracite.

En plus de ses ressources intérieures, environ 167 millions de tonnes de charbon ont été importées en Europe au cours de cette même année, la majorité provenant de Russie et de Colombie. Les centrales sont distinguées dans le modèle entre centrales lignite et centrales charbon autres que lignite. Cette représentation permet de mieux représenter les coûts de ces ressources.

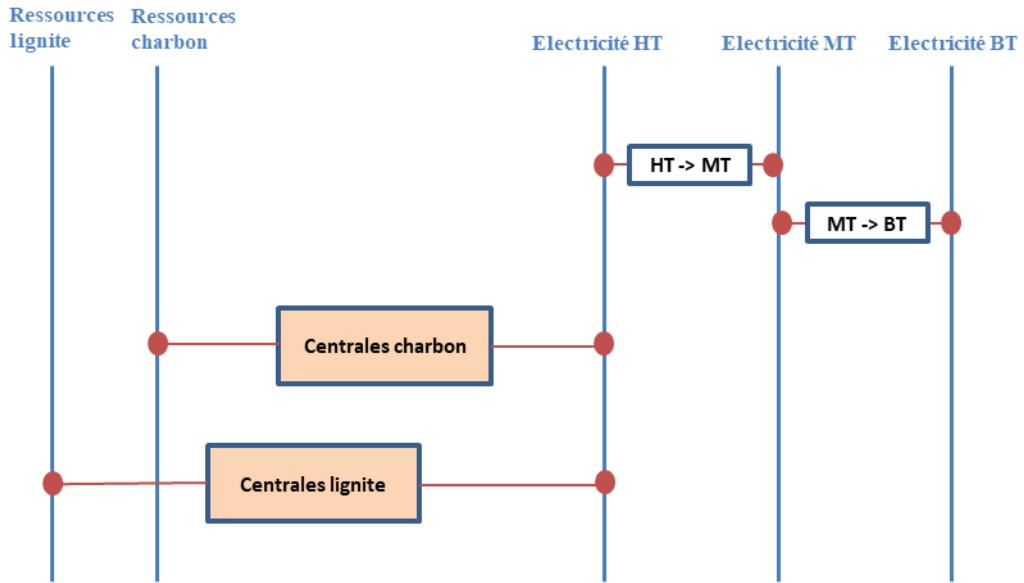


Figure 22- Représentation des centrales charbon et lignite dans le système énergétique de référence

Ces centrales produisent sur chaque timeslice et l'activité est contrainte par un facteur de capacité annuel (voir Tableau 74 et Tableau 75). Pour la Slovénie, nous faisons l'hypothèse, contrairement au distinguo apporté par le « European Coal Database » [137] sur les capacités installées, que toutes les centrales installées sont des centrales de type lignite. Cette hypothèse est fondée sur les informations du JRC-PPDB [138] et du Global Power Plant Database [139]. L'évolution des capacités sur la Figure 23 est fondée sur une hypothèse de durée de vie pouvant aller jusqu'à 50 ans. Les années d'installation des centrales au Royaume-Uni n'étant pas disponibles dans la base de données consultée, l'évolution de la capacité dans le pays est basée sur nos propres hypothèses considérant les projets de sortie annoncés. Les autres données de capacité

installées proviennent du « European Coal Database » et la production correspond à celle relevée par Eurostat.

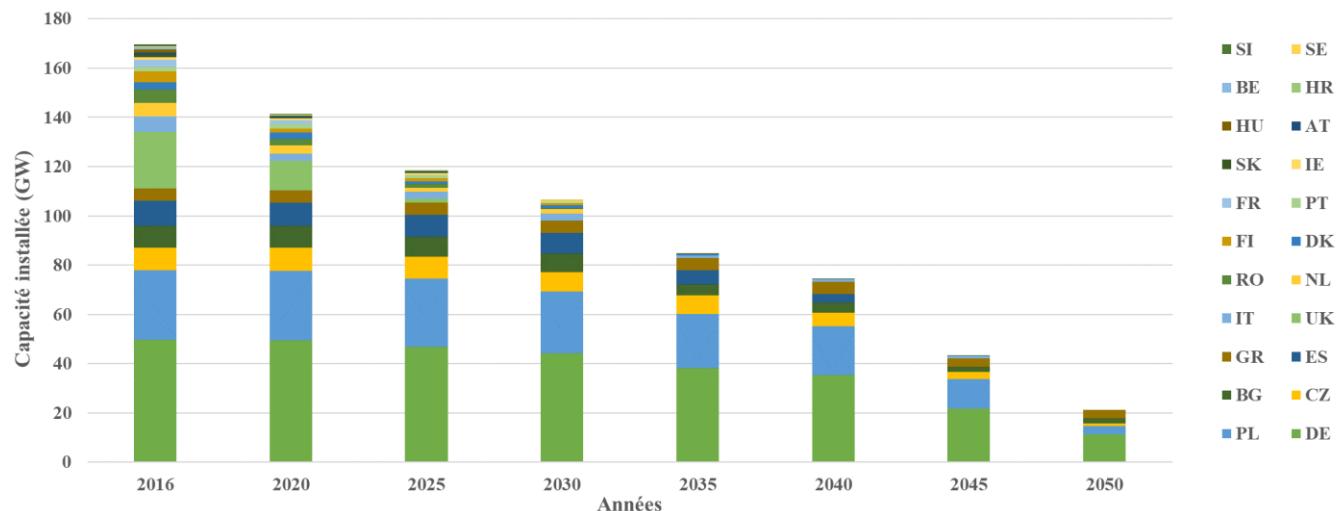


Figure 23- Evolution de la capacité de charbon installée (GW) dans le modèle

Le Tableau 9 ci-dessous regroupe les dates d'arrêt de la production à partir du charbon considérées pour chaque pays dans le modèle. Elles correspondent aux périodes pendant lesquelles la production électrique à partir du charbon disparaît du mix des pays concernés.

Tableau 9- Dates d'arrêt des centrales charbon dans le modèle eTIMES-EU

Pays	Date d'arrêt de la production d'électricité à partir du charbon
AT	2020
BE	Arrêtée depuis 2016
BG	n.c.
CZ	n.c.
DE	2040
DK	2030
ES	n.c.
FI	2030
FR	2025
HR	n.c.
HU	2030
GR	2028
IE	2030

Pays	Date d'arrêt de la production d'électricité à partir du charbon
IT	2030
NL	2030
IS	-
PL	n.c.
PT	2025
RO	n.c.
SE	2025
SK	2025
UK	2025

n.c. : non communiquée

Certaines considérations spécifiques sont appliquées au lignite. En raison de sa faible valeur calorifique, le commerce du lignite n'est pas optimal en termes de coût et est donc utilisé dans le pays de son extraction. Le rapport de l'ETSAP sur l'extraction et la logistique du charbon [140] indique qu'un coût d'approvisionnement de la ressource de 4,7 M\$/PJ en moyenne pour le lignite en Europe. Ces coûts du lignite sont supérieurs à ceux présentés dans l'étude de Booz & Company [141] que nous utilisons dans le modèle. En l'absence d'autres données, la projection des coûts jusqu'en 2050 calibrée avec le taux de croissance du coût d'import du charbon. Pour les pays ne disposant pas de lignite, un coût d'import prohibitif de 1000 M€/PJ est défini (voir Tableau 11). De plus, nous définissons à partir des données de réserve de lignite disponibles par pays du rapport d'EURACOAL 2017 et du pouvoir calorifique (kcal/kg) du lignite (CZ : 2800 ; DE,PL : 2000 et 1500 pour les autres pays), le potentiel cumulé exploitable (voir Tableau 10).

Tableau 10- Potentiels maximaux de lignite (PJ) considérés dans le modèle eTIMES-EU

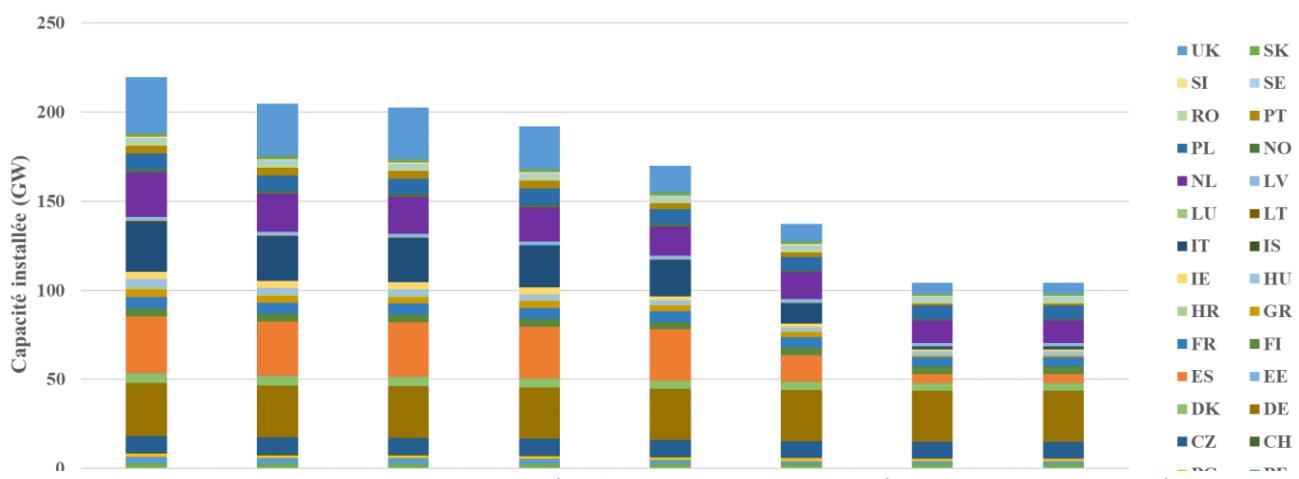
Année /	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
BG	5939	5939	5939	5939	5939	5939	5939	5939
CZ	8601	8601	8601	8601	8601	8601	8601	8601
DE	301763	301763	301763	301763	301763	301763	301763	301763
GR	18131	18131	18131	18131	18131	18131	18131	18131
HU	27015	27015	27015	27015	27015	27015	27015	27015
PL	11829	11829	11829	11829	11829	11829	11829	11829
RO	1751	1751	1751	1751	1751	1751	1751	1751
SI	750	750	750	750	750	750	750	750
SK	625	625	625	625	625	625	625	625

Tableau 11- Coûts d'approvisionnement du lignite (M€/PJ) considérés dans le modèle eTIMES-EU

Année	2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
BG	1	1	1	1	1	1	1	1
CZ	2	2	2	2	2	2	2	2
DE	2	2	2	2	2	2	2	2
GR	3	3	3	3	3	4	4	4
HU	1	1	1	1	1	1	1	1
PL	2	2	2	3	3	3	3	3
RO	3	3	3	4	4	4	4	4
SI	1	1	1	1	1	1	1	1
SK	1	1	1	1	1	1	1	1

5.3. Le gaz

Le gaz naturel représente 20% de la production d'électricité de la zone UE27+UK en 2018 (données EUROSTAT). La ressource est majoritairement importée (à hauteur de 94%) et provient principalement de Russie et de Norvège. Les activités de production électrique et de chaleur ont consommé environ 117 Mtep la même année, en recul de 5,4% par rapport à 2017. Le Royaume-Uni (UK), l'Italie (IT) et l'Allemagne (DE) sont les plus grands consommateurs de gaz naturel pour la production d'électricité et de chaleur. Ils représentent plus de la moitié de la consommation de la ressource pour cette conversion. Son faible facteur d'émission de CO₂ par rapport aux produits pétroliers et au charbon de même que la flexibilité et l'efficacité des centrales à cycle combiné sont des éléments qui font entrevoir un recours plus important au gaz naturel pour la production d'électricité et de chaleur dans les années à venir. La modélisation dans le modèle eTIMES-EU



distingue les centrales de cogénération, les centrales munies de turbines à combustion, les centrales munies de turbines à vapeur et les centrales à cycle combiné. La capacité installée des centrales de cogénération est supposée constante sur tout l'horizon de l'étude.

Le facteur de capacité annuel des centrales de cogénération et à cycle combiné est présenté dans les tableaux Tableau 76, Tableau 77 et Tableau 78. Toutes les nouvelles centrales à cycle combiné ont un facteur de capacité égal à 0,85.

5.4. Les produits pétroliers, les schistes et les déchets non renouvelables

Toutes les centrales utilisant les ressources étudiées dans cette partie ont une activité à l'échelle des timeslices et sont contraintes par un facteur de capacité annuel.

La production d'électricité à partir des produits pétroliers représente moins de 2% de la production totale dans la zone UE27+UK. L'Italie (IT) est aujourd'hui le pays qui utilise le plus cette ressource pour la production d'électricité. Les déchets non renouvelables contribuent à moins de 1% de la production d'électricité totale en Europe. Les schistes bitumineux pour leur part sont principalement utilisés en Estonie et ils y constituent 77% de la production électrique. Les schistes ne sont pas décrits comme une ressource dans le modèle et en Estonie, nous assimilons la ressource à du fioul lourd. Les données de coût de la ressource sont obtenus par la combinaison des coûts d'extraction de 10€/tonne en 2016 [142] et un pouvoir calorifique du schiste estonien de 38 MJ/kg [143]. L'évolution du coût étant influencé par les cours du pétrole, nous projetons l'évolution jusqu'en 2050 en nous basant sur la croissance définie pour les produits pétroliers. Les réserves de schistes bitumineux sont estimées à un milliard de tonnes dont l'extraction pourrait encore durer un demi-siècle [142]. Le plan national estonien de développement pour l'utilisation des schistes fixe une limite de 20 millions de tonnes extraits par an dans lesquels nous estimons que 80% en moyenne serviront pour la production d'électricité. Nous définissons ainsi une limite de 139,2 PJ de schiste exploité en Estonie pour chaque année de décision. Les coûts du schiste considérés sont donnés dans le Tableau 12.

Tableau 12- Coûts projetés (M€/PJ) des schistes bitumineux en Estonie

Année	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Coût du schiste	15,16	15,55	16,24	17,17	17,71	18,40	19,04

Cette description des différentes filières non renouvelables dans chaque pays permet de caractériser l'état initial du système et de définir sur l'horizon de l'étude des valeurs moyennes caractéristiques de fonctionnement (voir [Annexes](#)). Nous caractérisons également pour certaines ressources le potentiel total exploitable et le coût de leur extraction.

Dans la partie qui suit, nous décrivons des choix pour les sources renouvelables, au cœur de la stratégie européenne pour la décarbonisation du système.

6. La modélisation des filières renouvelables

Les sources renouvelables ont fourni 33% de l'électricité produite en 2018 dans la zone UE27+UK. Nous détaillons dans cette partie les choix de modélisation faits pour les ressources solaire, éolienne, géothermique, hydraulique, la biomasse et l'énergie marine. A l'exception de la biomasse, les autres ressources renouvelables quasiment gratuites sont caractérisées par un coût de 0,01 M€/PJ.

6.1. Le solaire

Le solaire représente 4% de la production totale d'électricité de la zone EU27+UK en 2018. Les parts les plus importantes dans le mix électrique sont observées en Malte (10%), en Italie (8%), en Grèce (7%) et en Allemagne (7%). Le modèle eTIMES-EU considère dans chaque pays un regroupement par type de panneaux. La ressource solaire est exploitée par les panneaux solaires photovoltaïques et les panneaux solaires thermiques. Ces derniers sont caractérisés par une activité à l'échelle des timeslices et un facteur de capacité défini à la même échelle. Les capacités installées considérées sont celles relevées par Eurostat. Pour les pays comme la Suisse et la Norvège dont les valeurs sont absentes de cette base de données, celles de l'IRENA ont été considérées.

Eurostat ne fournissant pas de données de production à une temporalité assez fine pour une reconstitution à l'échelle des timeslices, nous exploitons les valeurs de production du TP de l'ENTSO-E. Pour le Luxembourg (LU), aucune donnée de production solaire n'est fournie par le site de l'ENTSO-E, nous considérons un facteur de capacité initial pour chaque timeslice correspondant à celui de la Belgique. De même, les valeurs de production solaire sont absentes de la base TP pour la Pologne (PL), la Hongrie (HU) et la Croatie (HR). Les données utilisées pour

suppléer ce manque sont issues de la méthode présentée dans l'article de Y-M St Drenan et al. [144]. La production solaire totale par pays estimée avec cette méthode s'écrit comme la somme pondérée de productions solaires de différentes configurations de panneaux. Chaque configuration de panneau solaire est décrite par son angle d'inclinaison et son orientation. Une distribution statistique de ces configurations permet de représenter l'ensemble des installations du pays. Les valeurs des facteurs de capacité obtenus³¹ pour chaque timeslice dans ces pays sont ensuite pondérées par le ratio des facteurs de capacité annuels d'Eurostat et de celui obtenu par la méthode de Y-M St Drenan et al. [144]. Cette opération permet d'ajuster la production annuelle sans altérer le profil de production journalier.

$$\forall ts \in TS, AF_{ts,model} = \frac{AF_{A_{eurostat}}}{AF_A} * AF_{ts} \quad (1)$$

avec :

TS : l'ensemble des timeslices du modèle

AF_{ts,model} : le facteur de capacité du modèle eTIMES-EU correspondant à la timeslice ts

AF_{ts} : le facteur de capacité obtenu par la méthode de Y-M St Drenan et al. [144] correspondant à la timeslice ts

*AF_{A_{eurostat}} = $\frac{\text{Production annuelle}_{eurostat}}{8760 * \text{Capacité installée}_{eurostat}}$: le facteur de capacité annuel calculé avec les valeurs de Eurostat*

*AF_{TP} = $\frac{\text{Production annuelle}_{TP}}{8760 * \text{Capacité installée}_{TP}}$: le facteur de capacité annuel calculé avec les valeurs du TP*

³¹ Ces données ont été fournies dans le cadre du projet Clim2Power

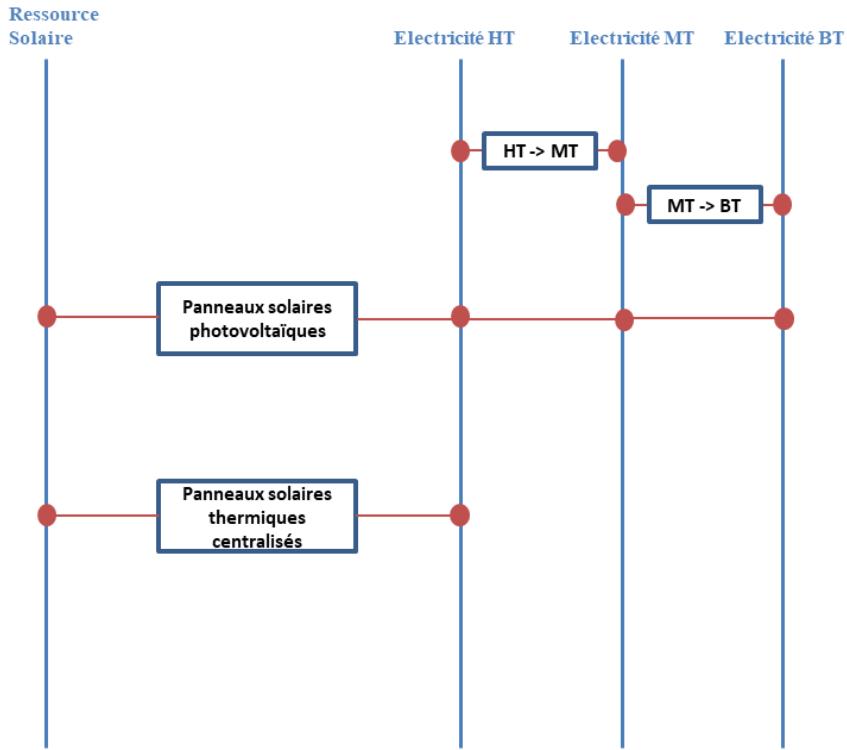


Figure 25- Représentation des technologies solaires dans le système énergétique de référence

Dans le modèle eTIMES-EU, les facteurs de capacité annuels futurs pour la génération solaire à l'échelle des pays sont calculés à partir des données de la base EMHIRES [145], [146] (voir Tableau 79). Cette dernière donne pour la période de 1986 à 2015 des facteurs de capacité à l'échelle horaire dans 35 pays européens. La méthodologie d'estimation de ces facteurs de capacité est décrite par le schéma ci-après :

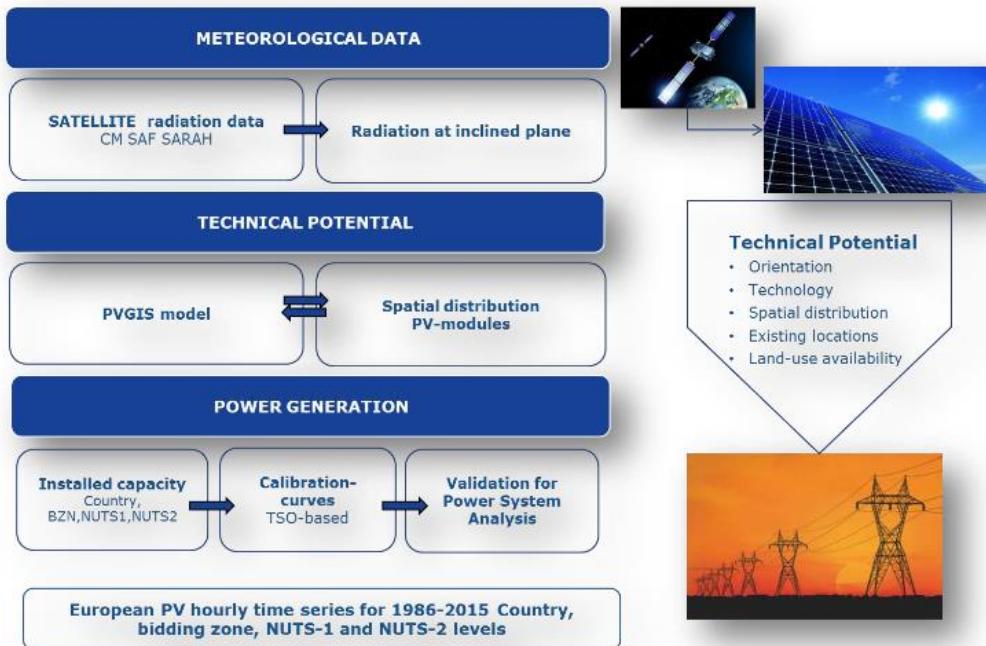


Figure 26- Méthodologie employée pour construire la base de données PV d'EMHIRES-
Source [147]

La méthode se base sur une conversion de la radiation en production solaire. En formulant des hypothèses sur l'orientation et l'inclinaison, la technologie des panneaux photovoltaïques, leur localisation et leur distribution dans les zones ciblées, un calibrage est fait pour l'année 2015 puis une simulation est réalisée sur la période 1986-2015 en considérant les capacités installées en 2015. La corrélation³² entre les données de production simulées et les données du GRT est supérieure à 0,99 pour tous les pays analysés en 2015.

A l'échelle des timeslices, le facteur de capacité futur est obtenu à partir des facteurs de capacité de l'ENTSO-E sur la période 2016-2018. La première étape du calcul consiste à calculer la moyenne des facteurs de capacité sur cette période. Ensuite, ce profil est pondéré du ratio des facteurs de capacité annuels de l'ENTSO-E et d'EMHIRES.

$$\forall ts \in TS, AF_{ts} = \frac{AF_{EMHIRES}}{AF_{TP}} * AF_{ts,TP}$$

avec :

³² Estimée par le coefficient de corrélation de Pearson

TS : l'ensemble des timeslices du modèle

AF_{ts} : le facteur de capacité du modèle eTIMES-EU correspondant à la timeslice ts

AF_{ts,TP} : le facteur de capacité du TP correspondant à la timeslice ts

AFA_{EMHIRES} : le facteur de capacité annuel moyen obtenu à partir des valeurs horaires d'EMHIRES

$$AFA_{TP} = \frac{\text{Production annuelle}_{TP}}{8760 * \text{Capacité installée}_{TP}} : \text{le facteur de capacité annuel calculé avec les valeurs du TP}$$

Dans les pays disposant de moyens de production CSP, notamment l'Espagne, l'utilisation des données de l'ENTSO-E pour le calibrage du facteur de capacité solaire futur sur chaque timeslice introduit une singularité dans la modélisation. En effet, la donnée de l'ENTSO-E fournie par le Transparency Platform ne distingue pas les capacités CSP et PV. On se retrouve ainsi, en calculant le facteur de capacité sur chaque pas de temps, avec des valeurs non nulles de production sur des périodes nocturnes.

(Millions €/GW)

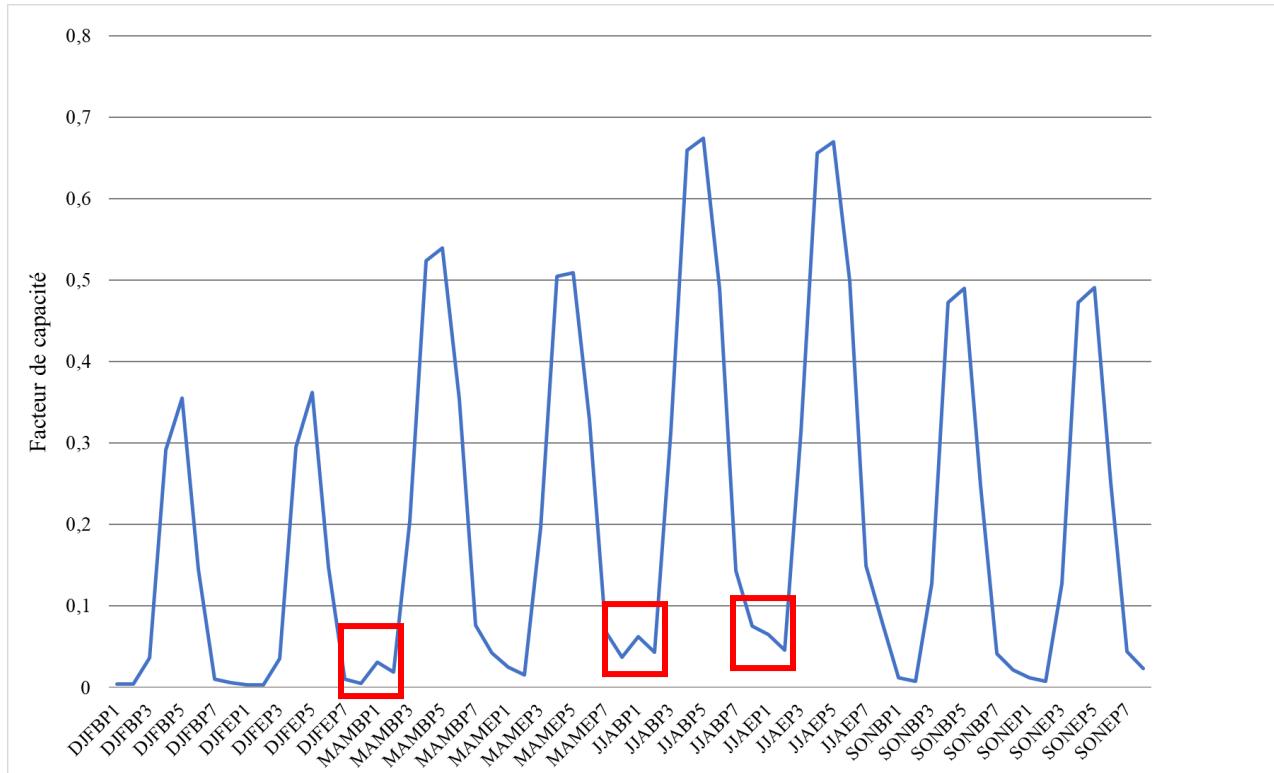


Figure 27- Facteur de capacité solaire moyen (2016-2018) en Espagne sur chaque pas de temps

Pour contourner ce biais et déterminer un profil pour le photovoltaïque, nous utilisons les facteurs de capacité moyens par timeslice sur la période 1986-2015 fourni par EMHIRES et les données de l'ENTSO-E. Le processus est décrit sur la figure ci-dessous :

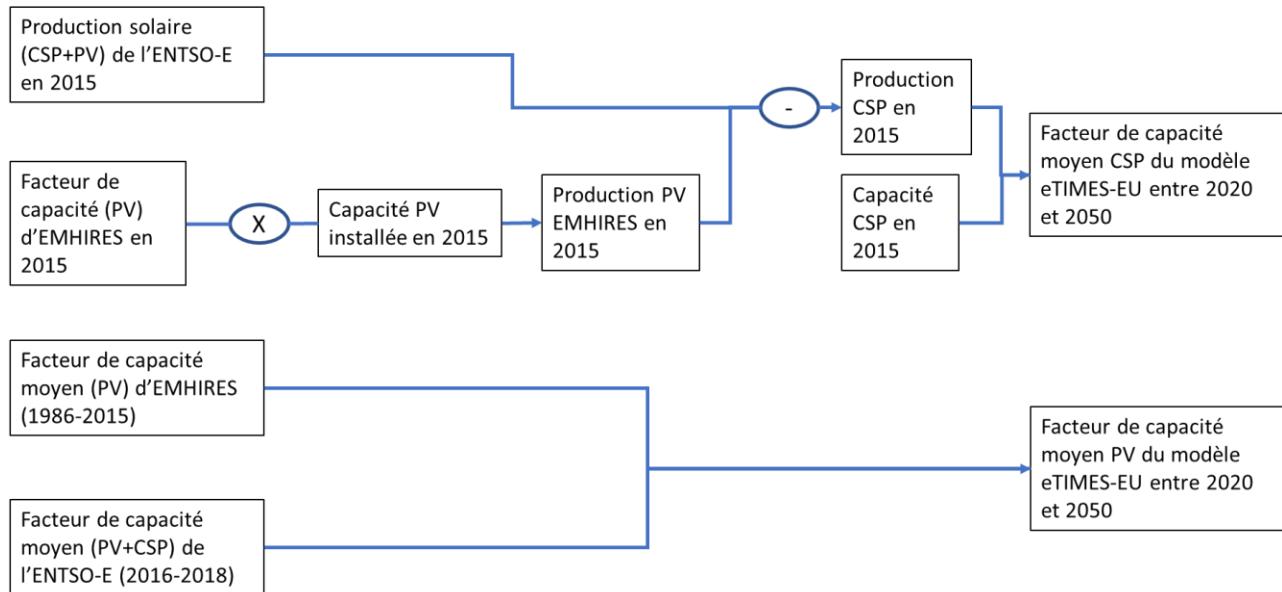


Figure 28- Reconstruction des facteurs de capacité PV et CSP en Espagne sur l'horizon 2020-2050

Les valeurs de facteur de capacité obtenues sont par la suite ajustées du ratio par saison entre le facteur de capacité moyen sur la période 2016-2018 de l'ENTSO-E et le facteur de capacité moyen sur la période 1986-2015 d'EMHIRES.

$$\forall Si \in Saisons, \forall ts \in Si, AF_{ts} = \frac{AF_{Si, ENTSO-E}}{AF_{Si, EMHIRES}} * AF_{ts, EMHIRES}$$

avec :

Saisons : l'ensemble des saisons du modèles

$AF_{Si, ENTSO-E}$: le facteur de capacité moyen de l'ENTSO-E pendant la saison Si

$AF_{Si, EMHIRES}$: le facteur de capacité moyen de EMHIRES pendant la saison Si

AF_{ts} : le facteur de capacité du modèle eTIMES-EU correspondant à la timeslice ts

$AF_{ts, EMHIRES}$: le facteur de capacité de EMHIRES correspondant à la timeslice ts

Nous déduisons la production horaire du solaire thermique à partir des données de production du photovoltaïque en 2015 d'EMHIRES et de la production cumulée photovoltaïque et thermique de l'ENTSO-E au cours de la même année.

$$Prod_{CSP,ENTSO-E} = Prod_{CSP+PV,ENTSO-E} - Prod_{PV,EMHIRES}$$

Avec :

$Prod_{CSP,ENTSO-E}$: la production horaire correspondante du solaire thermique en 2015

$Prod_{CSP+PV,ENTSO-E}$: la production horaire totale solaire + thermique en 2015 dans la base de l'ENTSO-E

$Prod_{PV,EMHIRES}$: la production horaire du solaire photovoltaïque en 2015 calculée avec les données d'EMHIRES

A partir de cette valeur, nous calculons avec la capacité installée du solaire thermique en Espagne, le facteur de capacité par timeslice. Ne disposant pas de valeurs récentes de profil de production, cette valeur est conservée pour sur la période 2020-2050.

L'évolution des capacités solaires considérée dans le modèle est décrite sur la Figure 29. En considérant une durée de vie maximale de 25 ans, nous estimons que les capacités installées du parc en 2016 arriveront en fin de vie en 2040.

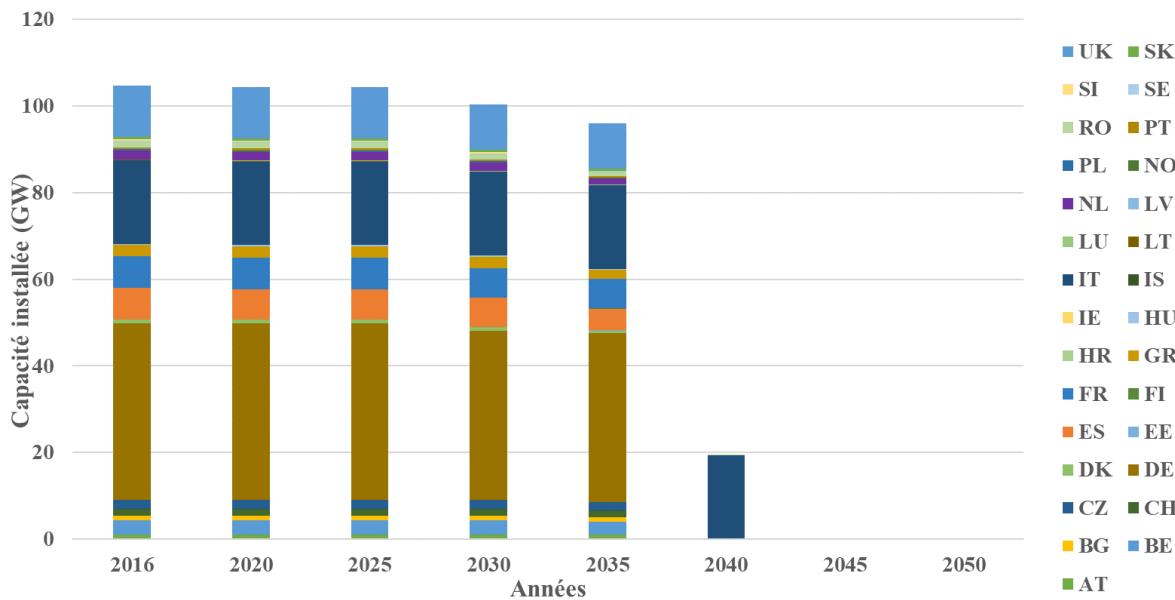


Figure 29- Evolution de la capacité solaire installée existante (GW) dans le modèle

Pour le potentiel total de la ressource, nous nous basons sur les données de la base ENSPRESO. L'évaluation du potentiel solaire est le résultat de la combinaison d'une analyse spatiale à l'échelle NUTS2 en Europe grâce aux données de la base CORINE et de l'estimation du rayonnement solaire et de l'irradiation par la méthode HELIOSTAT et le modèle Munneer. La combinaison de ces méthodes permet de distinguer les surfaces naturelles (agricoles et non agricoles) des surfaces artificielles (résidentielles et industrielles) et en caractérisant le degré d'irradiation, on fait correspondre dans une matrice chaque type de surface identifiée à une technologie de production solaire. Chacune de ses différentes technologies est ensuite caractérisée par un paramètre de l'efficacité de la transformation de l'irradiation solaire (efficacité des panneaux) qui, associé à une hypothèse sur la part des surfaces naturelles mobilisable, permet de déterminer le potentiel solaire en termes de capacités et en termes de production. Les efficacités des panneaux considérées dans l'évaluation sont de 85MW/km², 170MW/km² et 300MW/km². La part de surfaces naturelles utilisée peut être de 3% ou de 100%. Dans chaque cas, on suppose par défaut que 100% des surfaces artificielles résidentielles ou industrielles sont mobilisables. Nous

définissons le potentiel maximal de chacun des pays en Europe en considérant une utilisation de 3% des surfaces naturelles combinée à l'utilisation de panneaux d'une efficacité de 85MW/km².

Tableau 13- Capacité solaire maximale en GW

Pays	Potentiel solaire (GW)
AT	73
BE	52
BG	149
CH	20
CZ	112
DE	494
DK	76
EE	28
ES	658
FI	36
FR	822
GR	157
HR	50
HU	161
IE	113
IS	1
IT	443
LT	93
LU	3
LV	48
NL	42
NO	12
PL	447
PT	92
RO	381
SE	71
SI	18
SK	60
UK	347

6.2. L'éolien

La production éolienne correspond à 11% de la production électrique totale de la zone UE27+UK en 2018. La ressource est principalement exploitée dans le mix au Danemark (48%), en Lituanie (35%), au Portugal (21%) et en Allemagne (16%). Dans chaque pays, la production éolienne dans le modèle est assurée par des éoliennes terrestres et des éoliennes en mer. Comme

dans le cas du solaire, les centrales éoliennes opèrent à l'échelle des timeslices. Les valeurs des capacités installées considérées correspondent à celles d'Eurostat. Pour la définition du facteur de capacité, la même méthode que pour le solaire a été employée pour le calibrage des facteurs de capacité infra-annuels pour les années 2016 et 2017. Pour l'Islande (IS), les données de facteurs de capacité pour chaque timeslice sont calculés en prenant les données annuelles de production et de capacité installée de l'autorité nationale de l'énergie islandaise [148] et les facteurs de capacité par timeslice du Royaume-Uni (UK). Le résultat du calcul est donné par :

$$\forall ts \in TS, AF_{ts,IS} = \frac{AF_{AIS}}{AF_{AUk}} * AF_{ts,UK} \quad (1)$$

TS : l'ensemble des timeslices du modèle

AF_{ts,IS} : le facteur de capacité du modèle eTIMES-EU correspondant à la timeslice ts en Islande

AF_{ts,UK} : le facteur de capacité du modèle eTIMES-EU correspondant à la timeslice ts au Royaume-Uni

AFA_{UK} : le facteur de capacité annuel du Royaume-Uni calculé avec les valeurs de Eurostat

AFA_{IS} : le facteur de capacité moyen annuel (2016-2017) de l'Islande calculé avec les valeurs issues de [148]

Pour le futur, les facteurs de capacité ont été définis avec les données EMHIRES pour l'éolien terrestre pour garder une cohérence avec le choix fait pour le solaire. La méthodologie employée par EMHIRES pour estimer le facteur de capacité est décrite par le schéma ci-après :

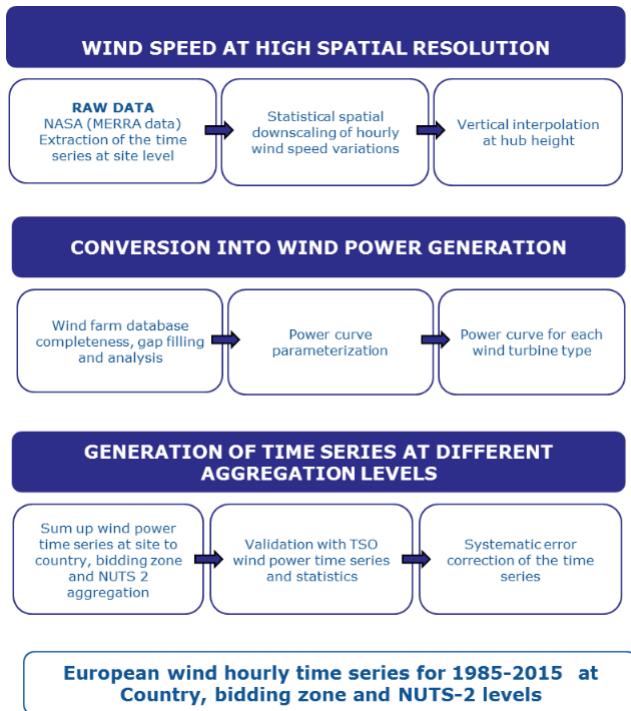


Figure 30- Méthodologie employée pour construire la base de la production éolienne d'EMHIRES- Source [147]

Le potentiel éolien est issu des données de JRC-ENSPRESO. Il est obtenu par la combinaison d'une matrice technologique comme dans le cas du solaire et des données de facteurs de capacité pour chaque type de turbine considéré. Il inclut trois scénarios de restriction : un scénario avec un niveau élevé³³ de la distance de retrait³⁴ (1200m pour les petites turbines et 2000m pour les larges turbines), un scénario de référence avec les niveaux actuels de distance de retrait dans tous les pays, un scénario avec un niveau faible³⁵ de la distance de retrait (120m pour les petites turbines et 400m pour les larges turbines). Le potentiel est, en outre, estimé pour trois types de sites en fonction du facteur de capacité. Nous considérons dans le cadre de notre modèle le scénario de référence et les sites où le facteur de capacité est supérieur à 20%.

Pour l'éolien en mer, nous avons également considéré le scénario de référence de la base ENSPRESO avec des données de potentiel pour les sites où le facteur de capacité est supérieur à

³³ Le niveau maximal observé aujourd'hui sur l'ensemble des 28 pays

³⁴ Distance entre une éolienne et des habitations

³⁵ Le niveau minimal observé aujourd'hui sur l'ensemble des 28 pays

20%. Les valeurs de la Norvège et du Portugal ont été conservées égales à celles du modèle JRC-EU-TIMES [106] qui nous semblaient plus cohérentes que la valeur nulle de la base de données ENSPRESO.

Les valeurs de la Suisse et de la Norvège n'existant pas dans la base de données ENSPRESO, le potentiel considéré correspond à celui du modèle JRC-TIMES-EU.

Tableau 14- Capacité éolienne maximale (GW)

Pays	Potentiel éolien en mer (GW)	Potentiel éolien terrestre (GW)
AT	0	11
BE	2	8
BG	0	53
CH	0	0,075
CZ	0	76
DE	28	107
DK	27	55
EE	1	27
ES	1	704
FI	21	31
FR	16	813
GR	0	168
HR	5	24
HU	0	53
IE	1	147
IS	0	0,303
IT	5	178
LT	3	128
LU	0	1
LV	15	79
NL	48	49
NO	7,3	0,836
PL	12	102
PT	3,38	39
RO	9	169
SE	31	134
SI	0	2
SK	0	29
UK	104	230

6.3. La ressource hydraulique

Le parc de production hydraulique européen est en majorité composé de centrales de capacité supérieure à 10 MW qui représentent plus de 86% de la capacité totale installée [149]. La production hydraulique représente 12% de la production totale d'électricité en 2018. Nous considérons deux groupes de centrales dans le modèle eTIMES-EU : les centrales au fil de l'eau et les centrales équipées de réservoir. Les données de production des centrales au fil de l'eau pour le Danemark (DK), la Grèce (GR), la Croatie (HR) et les Pays-Bas (NL) sont absentes de la base de données du TP. Les valeurs utilisées pour le calibrage de l'année de base sont obtenues par une simulation du cours des rivières développée dans le cadre du projet Clim2Power. En outre, les données de l'Estonie ne présentent une cohérence qu'à partir de 2018 dans les données du TP. La répartition du facteur de capacité à l'échelle des timeslices de cette année a donc été utilisée pour le calibrage des valeurs pour les années 2016 et 2017.

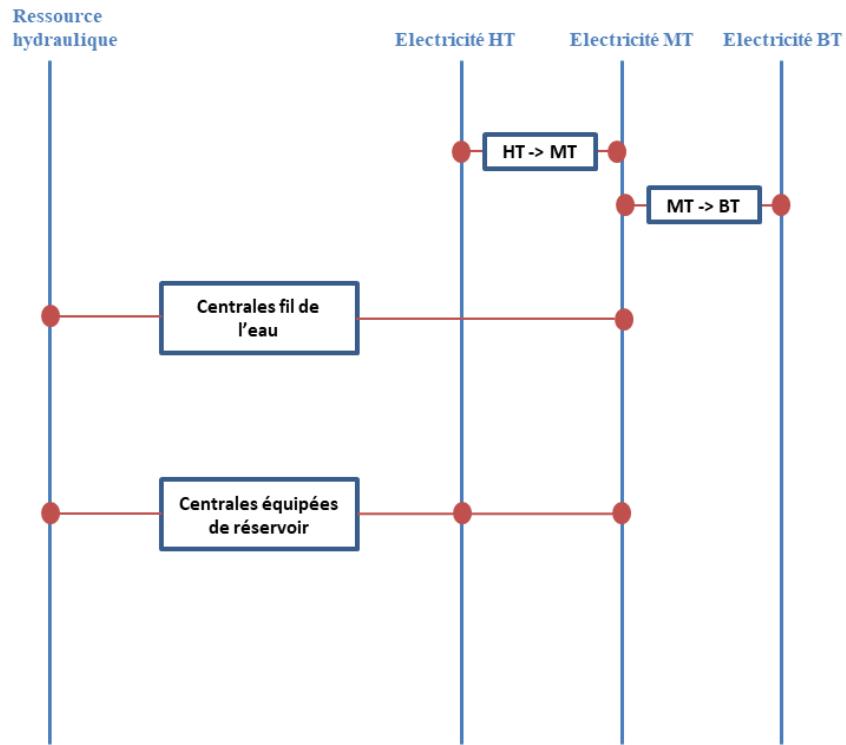


Figure 31- Représentation des technologies hydro dans le système énergétique de référence

Pour les centrales équipées de réservoir, nous représentons l'activité à l'échelle des timeslices. Les facteurs de capacité sont néanmoins définis à l'échelle des semaines types. La contrainte sur l'activité est exprimée comme la somme des activités des timeslices incluse dans la semaine. La contrainte représentée s'écrit :

$$\forall ts \in TS, \forall S \in \{semaine, week-end\}, \forall p \in P, \forall y \in YEAR,$$

$$\sum_{ts \in S} Prod_{ts} = AFmoy_S * Cap$$

Avec :

TS : L'ensemble des 64 pas de temps annuels

P : L'ensemble des pays disposant d'une centrale réservoir

YEAR : l'ensemble des années de décision du modèle

Prod_{TS} : la production de la centrale au cours d'un pas de temps

AFmoy_S : le disponibilité moyenne saisonnière au cours de la semaine ou du week-end

Cap : la capacité installée des réservoirs et des centrales de lac

Une grande flexibilité est donnée à ces centrales qui peuvent moduler leur activité à hauteur de 90% de la capacité installée à l'échelle des timeslices. Les facteurs de capacité annuels pour l'année de base et les années futures sont présentés dans les Tableau 82 et Tableau 83.

Les capacités installées en 2016 restent utilisables sur tout l'horizon. Les valeurs des capacités installées considérées dans le modèle sont reprises dans le Tableau 15 ci-après.

Tableau 15- Capacités installées (GW) de centrales hydroélectriques

Pays	Centrales équipées de réservoir	Centrales au fil de l'eau
AT	2,97	5,58
BE	0,00	0,12
BG	1,54	0,53
CH	7,97	3,94
CZ	0,65	0,43

DE	1,52	3,95
DK	0,00	0,01
EE	0,00	0,01
ES	19,08	1,16
FI	0,00	3,11
FR	8,20	10,33
GR	2,46	0,30
HR	1,23	0,60
HU	0,03	0,03
IE	0,01	0,23
IS	1,98	0,00
IT	4,23	10,48
LT	0,00	0,13
LU	0,03	0,00
LV	0,00	1,54
NL	0,00	0,04
NO	26,91	1,95
PL	0,16	0,40
PT	1,51	2,99
RO	4,01	2,70
SE	15,92	0,00
SI	0,00	1,05
SK	0,41	1,21
UK	0,00	1,79

6.4. La géothermie

La majorité des installations géothermiques en Europe servent aujourd’hui au chauffage urbain. Les autres usages concernent la baignade, la natation et également le chauffage des serres. L’Europe dispose du second plus grand parc d’installations géothermiques après les Etats-Unis. Les perspectives de la filière aujourd’hui résident dans un usage flexible de la ressource pour assurer le suivi de charge et dans l’hybridation avec des moyens de production intermittente et le stockage. Les coûts associés au forage et les risques en phase d’exploration restent prédominants et constituent encore un frein au développement des systèmes géothermiques avancés [150], [151]. Dans la production d’électricité, la géothermie peut être exploitée à travers les ressources hydrothermales convectives ou les roches chaudes et sèches. La production géothermique représente 0,2% de la production électrique totale en 2018. La modélisation dans eTIMES-EU considère uniquement les roches chaudes et sèches (Hot-Dry-Rock) comme source

géothermique. Les centrales opèrent sur les timeslices et un facteur de capacité annuel (voir Tableau 84) constraint leur activité totale.

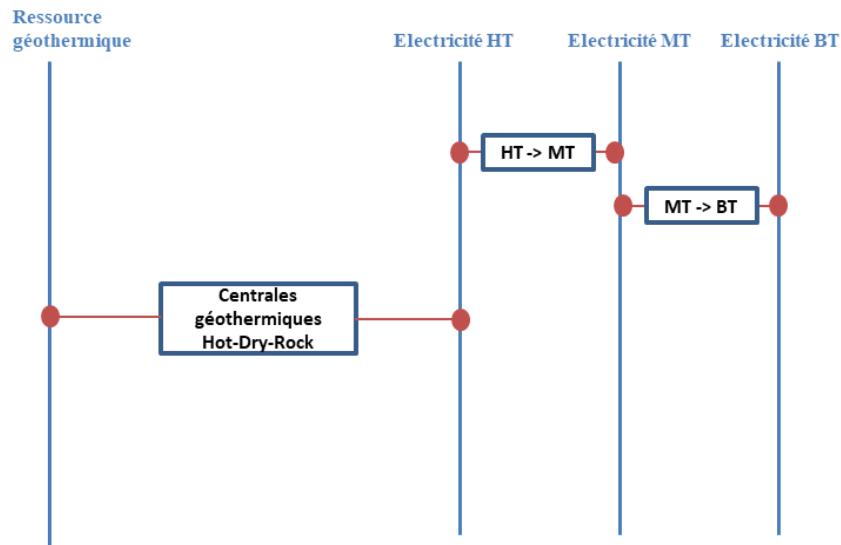


Figure 32- Représentation des technologies de géothermie dans le système énergétique de référence

A l'échelle des 29 pays du modèle, le Portugal (PT), la France (FR), l'Allemagne (DE), l'Italie (IT), l'Autriche (AT), la Hongrie (HU), la Croatie (HR), la Roumanie (RO) et l'Islande (IS) exploitent aujourd'hui la ressource géothermique à des fins de production électrique [152]. Les plus fortes valeurs de production sont observées en Italie où la géothermie ne représente néanmoins que 2% de la production électrique totale.

6.5. La biomasse

La biomasse regroupe l'ensemble des sources pour la production d'électricité provenant de la biomasse agricole (cultures arables, cultures lignocellulosiques), les déchets organiques et la biomasse forestière (bois de chauffage, résidus d'exploitation forestière, ...). Dans sa forme finale pour la production d'énergie on distingue la biomasse solide, le biogaz, les déchets municipaux renouvelables et les biocarburants liquides. En 2018, la biomasse représentait 8,4% de la consommation énergétique finale de la zone UE-28 et dans la production d'électricité, la part de la biomasse était de 3,7%.

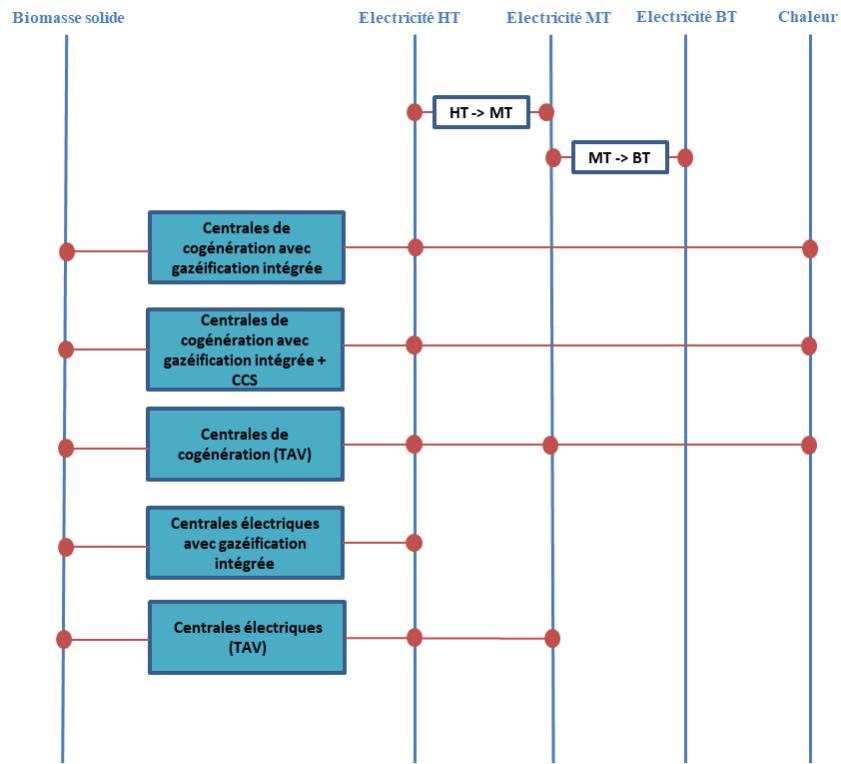


Figure 33- Représentation des technologies utilisant la biomasse solide dans le système énergétique de référence

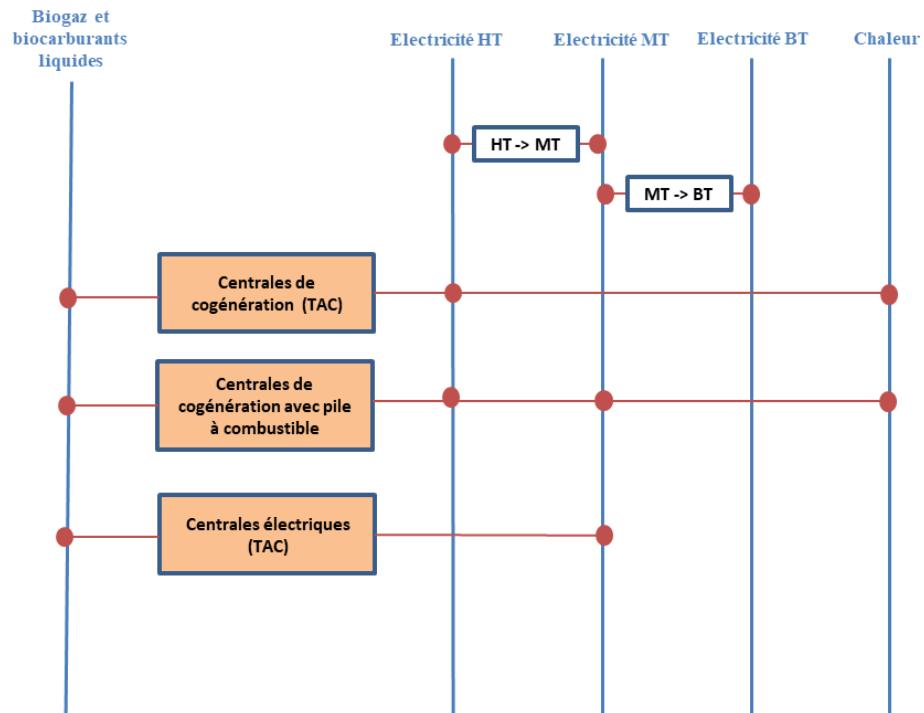


Figure 34- Représentation des technologies utilisant le biogaz et les biocarburants liquides dans le système énergétique de référence

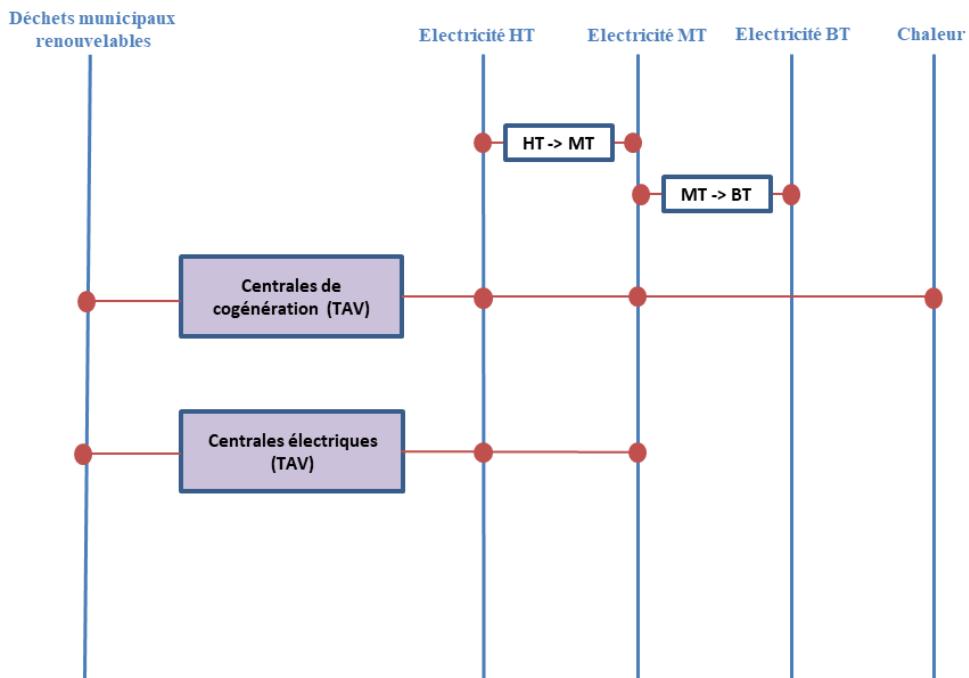


Figure 35- Représentation des technologies utilisant les déchets municipaux renouvelables dans le système énergétique de référence

Les coûts de la ressource considérés sont de 0,01 M€/PJ pour les déchets municipaux et les résidus de traitements industriels, 5,55 M€/PJ pour la biomasse solide. Pour le biogaz, le coût de la ressource est réduit linéairement sur la période, passant de 5,83 M€/PJ en 2016 à 2,22 M€/PJ en 2050.

La bioénergie représente environ 10% de la consommation finale d'énergie en Europe. Son potentiel total correspond à celle des ressources englobant la biomasse provenant de l'agriculture (résidus de récoltes, bagasse, déchets animaux, cultures énergétiques, etc.), de la sylviculture (résidus d'exploitation forestière, sous-produits de la transformation du bois, liqueur noire de l'industrie de la pâte et du papier, bois de chauffage, etc.) et d'autres types de déchets biologiques (déchets alimentaires, déchets de l'industrie alimentaire, fraction organique des déchets solides municipaux, etc.). 14% de la consommation totale finale de biomasse sert produire de l'électricité, 12% est utilisé dans la synthèse de carburants et enfin 76% de la ressource est utilisée pour les

applications de chauffage et de froid. Selon le rapport 2018 de « Bioenergy Europe » [153], la bioénergie représente 63,83% de la consommation de renouvelables en Europe. La part d'import de la biomasse au sein de l'UE est d'environ 4% [154]. A l'échelle des pays de l'ancienne EU28, l'Allemagne, la France, l'Italie, la Suède et le Royaume-Uni arrivaient en tête en termes de consommation intérieure brute de bioénergie en 2016. Outre l'Allemagne qui était exportatrice nette, la part des imports nets de bioénergie dans la consommation intérieure brute s'élevait à 4% pour la France, 17% pour l'Italie, 8% pour la Suède et 27% pour le Royaume-Uni. La bioénergie a contribué à hauteur de 5,5% en 2016 dans la production électrique globale européenne et l'Allemagne (28%), le Royaume-Uni (17%), l'Italie (11%), la Suède (6%) et la Finlande (6%) constituent les 5 pays les plus producteurs de bioélectricité. La pluralité des usages de la bioénergie en fait une source renouvelable qui est amenée à jouer un rôle majeur dans la décarbonisation du mix énergétique.

La notion de potentiel pour la bioénergie en général requiert la distinction de 4 différents types[155] :

- ★ Un potentiel théorique défini par les contraintes physiques. Il s'agit dans le cas de la biomasse de la quantité productible en considérant les terres disponibles et leurs caractéristiques,
- ★ Un potentiel technique qui correspond à la part du potentiel théorique récupérable avec les technologies existantes en considérant également d'autres contraintes non physiques de la ressource. Dans le cas de la biomasse, la détermination de ce potentiel prendra en compte des éléments comme l'infrastructure routière, la machinerie et les éléments fertilisants,
- ★ Un potentiel économique qui est la part du potentiel technique qui est économiquement rentable. Pour la biomasse, outre les coûts de la machinerie et des éléments fertilisants, il faut également inclure la politique agricole commune (PAC),
- ★ Un potentiel d'implémentation remplissant les conditions de rentabilité et défini par des considérations d'ordres social, légal ou politique.

L'étude de Ruiz et al. [155] constitue le document de référence pour l'ensemble des données de potentiel technique considérées dans le modèle eTIMES-EU. Ces données sont reprises dans la base de données ENSPRESO [156]. Les différents modèles, CAPRI pour l'agriculture, EFISCEN pour la sylviculture, associés avec les projections Eurostat sur la production de déchets biologiques, donnent pour trois scénarios de durabilité, le potentiel de bioénergie dans chaque pays en Europe

en 2020, 2030, 2040 et 2050 [157]. Le scénario de référence dont nous considérons les valeurs dans notre modèle suppose un développement en ligne avec les tendances d'exploitation, les politiques et les objectifs actuels.

Le Tableau 16 ci-dessous donne les valeurs de potentiel technique du scénario de référence :

Tableau 16- Potentiel technique de la bioénergie par pays en Europe en PJ

Pays	2020	2030	2040	2050
AT	318,7	304,8	302,8	313,8
BE	200,4	237,3	247,1	259,4
BG	248,5	191,4	201,8	208,4
CH	144,8	131,4	136,4	147,6
CZ	327,2	333,6	335,0	345,2
DE	1406,4	1386,3	1360,3	1439,9
DK	125,9	127,3	137,0	142,8
EE	113,0	104,9	101,3	106,5
GR	113,6	120,0	128,7	136,7
ES	971,8	1041,9	1102,3	1169,0
FI	475,4	433,2	415,5	471,2
FR	1830,1	1961,9	1935,1	1947,3
HR	87,7	96,4	95,6	95,6
HU	355,9	364,8	388,1	409,9
IE	70,3	71,1	78,9	76,1
IS	0,9	1,0	1,2	1,3
IT	750,7	855,4	868,9	896,2
LT	195,2	222,6	223,1	225,1
LU	9,5	8,5	8,2	8,3
LV	152,5	158,9	168,0	169,2
NL	152,2	185,6	187,9	190,0
NO	227,8	215,0	219,6	229,3
PL	919,8	954,8	1069,6	1163,2
PT	157,3	162,9	166,9	188,6
RO	769,4	750,7	762,8	754,5
SE	776,0	742,7	770,8	765,6
SI	87,9	80,3	77,3	77,2
SK	141,9	142,3	136,7	133,9
UK	443,2	704,4	639,9	575,4

Les données de Bioenergy Europe [153] permettent d'établir pour l'année 2016 un bilan de la bioénergie qui nous servira de trame pour les projections futures. La part de la bioénergie utilisée dans les centrales électriques et de cogénération constitue notre grandeur d'intérêt. Nous faisons l'hypothèse que cette part de la consommation finale d'électricité et de chaleur calculée en 2016 sera conservée jusqu'en 2050.

Tableau 17- Données de consommation en PJ de la bioénergie en 2016 - Source Bioenergy Europe

Pays	Consommation finale énergétique de bioénergie	Consommation de bioénergie dans les centrales élec & cogen	Part de bioénergie utilisée dans les centrales élec & cogen dans la consommation finale (2016)
AT	217,0	55,5	0,256
BE	98,7	52,9	0,536
BG	52,7	3,1	0,060
CY	1,9	0,3	0,174
CZ	141,7	46,1	0,325
DE	815,2	471,8	0,579
DK	149,2	70,0	0,470
EE	33,3	11,5	0,345
GR	46,0	3,6	0,079
ES	237,1	67,5	0,285
FI	348,6	115,3	0,331
FR	603,4	135,3	0,224
HR	51,1	5,6	0,110
HU	100,9	25,0	0,248
IE	17,4	6,7	0,387
IT	431,5	224,1	0,519
LT	51,3	7,7	0,149
LU	7,2	1,6	0,221
LV	51,8	13,8	0,266
MT	0,4	0,0	0,111
NL	76,2	68,4	0,897
PL	271,4	79,3	0,292
PT	98,3	33,1	0,337
RO	158,3	6,5	0,041
SE	453,1	168,2	0,371
SI	26,6	3,0	0,112
SK	35,8	21,4	0,597
UK	278,3	273,3	0,982

Le potentiel calculé pour les années suivantes à partir de cette hypothèse est donné dans le Tableau 18 ci-après.

Tableau 18-Potentiel de bioénergie en PJ utilisé dans les centrales de production d'électricité et de cogénération

Pays	2020	2030	2040	2050
AT	81,5	78,0	77,5	80,3
BE	107,4	127,2	132,4	139,1
BG	14,8	11,4	12,0	12,4
CY	1,2	1,3	1,4	1,5
CZ	106,3	108,4	108,9	112,2
DE	814,0	802,3	787,3	833,4
DK	59,1	59,8	64,3	67,1
EE	39,1	36,2	35,0	36,8
GR	9,0	9,5	10,2	10,8
ES	276,7	296,7	313,9	332,9
FI	157,2	143,3	137,5	155,8
FR	410,4	440,0	434,0	436,7
HR	9,6	10,6	10,5	10,5
HU	88,3	90,5	96,3	101,7
IE	27,2	27,5	30,5	29,5
IT	389,9	444,3	451,3	465,5
LT	29,2	33,3	33,3	33,6
LU	2,1	1,9	1,8	1,8
LV	40,5	42,3	44,7	45,0
MT	0,4	0,5	0,6	0,6
NL	136,6	166,5	168,6	170,5
PL	268,6	278,8	312,3	339,6
PT	52,9	54,8	56,2	63,5
RO	31,6	30,8	31,3	30,9
SE	288,1	275,7	286,2	284,2
SI	9,8	9,0	8,6	8,6
SK	84,8	85,0	81,6	80,0
UK	435,3	691,8	628,5	565,1

Pour la Norvège, le rapport de l'AIE [158] présente les statistiques 2016 de l'utilisation de la ressource. Au total, la bioénergie a contribué à hauteur de 10,5% dans les renouvelables soit un

total de 61 PJ, loin derrière la production hydraulique qui représente 88,2% ; la donnée de la ressource totale utilisée pour l'électricité et le H&C n'est pas indiquée dans ce document. Une très faible part d'environ 0,2% est réservée à la production d'électricité. L'article de N.Scarlat et al. [159] donne en 2008 une part de la consommation pour la production de H&C d'environ 18,5% que nous considérons en première approximation. Pour la Suisse, nous considérons les données du document de l'Office Fédéral Suisse de l'Energie [160]. La consommation finale de bioénergie est de 71 PJ et la part dans la production d'électricité et de chaleur est de 9,572PJ, soit environ 13,5%.

6.6. L'énergie marine

Parmi les différentes formes d'exploitation de la ressource marine pour la production d'électricité, l'énergie marémotrice et l'énergie des vagues semblent les plus prometteuses en Europe. L'énergie thermique des mers et l'énergie osmotique présentent un potentiel faible voire inexistant. Les coûts élevés des technologies de conversion et le faible nombre d'heures de fonctionnement empêchent la filière d'être compétitive aujourd'hui.

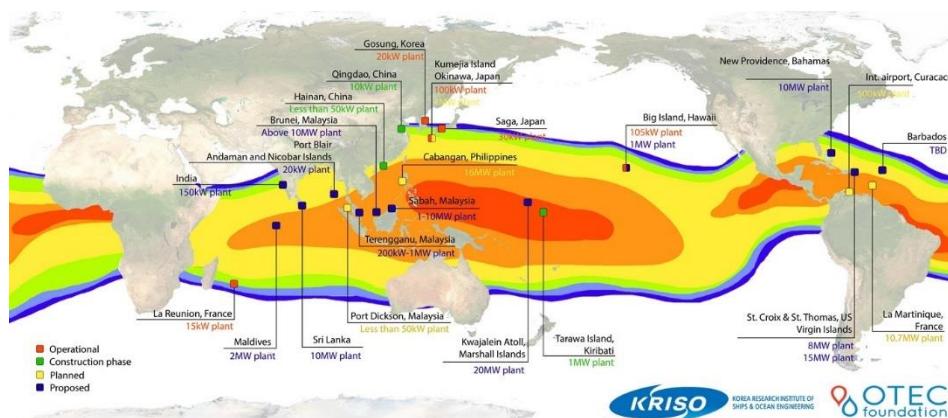


Figure 36- Potentiel et projets d'énergie thermique des mers dans le monde (Source [161])

Le potentiel de la ressource est contraint par les niveaux d'activité maximaux annuels définis dans le modèle JRC-EU-TIMES [106].

Tableau 19- Potentiel maximal exploitable annuel en PJ

Pays	Potentiel maximal annuel (PJ)
AT	0,00
BE	0,54
BG	0,00
CH	0,00

Pays	Potentiel maximal annuel (PJ)
CZ	0,00
DE	0,00
DK	9,29
EE	0,00
ES	47,63
FI	5,54
FR	55,88
GR	14,44
HR	4,81
HU	0,00
IE	66,60
IS	0,00
IT	11,59
LT	0,07
LU	0,00
LV	0,00
NL	3,71
NO	79,20
PL	23,40
PT	46,80
RO	0,18
SE	10,80
SI	0,00
SK	0,00
UK	309,60

7. Les moyens de stockage de l'électricité

Différents moyens de stockage permettent aujourd’hui d’effectuer un déphasage entre la production et la consommation d’électricité. On distingue principalement cinq grandes technologies de stockage électrique : le stockage sous forme chimique, le stockage sous forme mécanique, le stockage sous forme thermique, le stockage d’électricité pure et le stockage électrochimique [162]. A mi-2017, le stockage sous forme thermique était dominé par l’utilisation des sels fondus principalement associés à des centrales solaires. La capacité mondiale installée de ce type de stockage est de 3,3GW. Le stockage par conversion électrochimique réalisé avec des batteries ou des supercondensateurs hybrides totalise environ 1,9 GW de capacité installée à l’échelle mondiale. Les batteries Lithium-ion, le plus souvent associées aux installations solaires

photovoltaïques, représentent plus de la moitié de la capacité totale installée. Le stockage d'électricité pure correspond à la charge de supercondensateurs et le stockage de l'énergie sous la forme d'un champ magnétique [163]. Le stockage sous forme mécanique se fait par l'intermédiaire des volants d'inertie, de systèmes de compression de l'air ambiant ou d'autres gaz (argon, azote), ou par pompage hydraulique. En 2017, les installations de volants d'inertie avaient une capacité installée de 0,9 GW. Les principaux projets européens sont localisés en Allemagne [164]. Le pompage hydraulique est à ce jour le moyen le plus utilisé pour le stockage d'énergie. Les données de l'IRENA font état de 176 GW installés dans le monde en 2017. Pour les 29 pays du modèle eTIMES-EU, l'IHA [123] estime à 47,9GW et 49,4GW le total de la capacité installée en 2016 et en 2017. Le Portugal (PT), la Suisse (CH), l'Autriche (AT) et le Luxembourg (LU) sont les quatre pays ayant augmenté leur capacité d'une année à l'autre. Les données de capacité relevées par l'IRENA et l'ENTSOE sont plus faibles (resp. 26,1GW et 43,4GW). L'IRENA fournit cependant des données de production des STEP pour l'ensemble des 29 pays, même celles pour lesquelles aucune donnée de capacité n'est disponible dans la base de données.

7.1. Le stockage dans les batteries et les STEP

Les moyens de stockage considérés dans le modèle eTIMES-EU sont les batteries Li-ion et les STEP³⁶. La modélisation adoptée pour chacune de ces technologies est détaillée sur la figure ci-dessous.

³⁶ Station de transfert d'énergie par pompage.

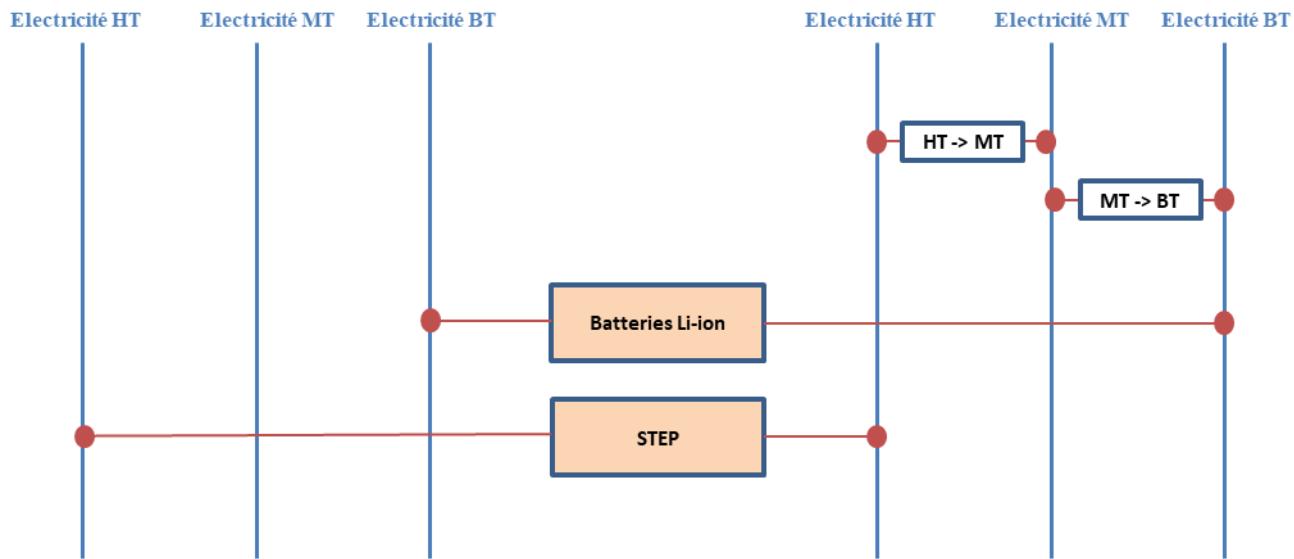


Figure 37- Représentation des technologies de stockage dans le système énergétique de référence

Les sources de données consultées ne présentent pas de données pour décrire le fonctionnement intra-journalier des batteries. La technologie est représentée dans le modèle eTIMES-EU avec une activité à l'échelle des timeslices et sont caractérisées par une énergie maximale stockée correspondant à 6 heures de décharge complète à pleine puissance. Le facteur de capacité journalier correspondant est de 0,25. La modélisation considérée agrégeant l'ensemble des capacités à l'échelle d'un pays, il est possible d'effectuer à chaque pas de temps un stockage d'énergie et un déstockage.

Tableau 20- Capacité (GW) des STEP existantes

Pays	Capacité installée (GW)
AT	5.21
BE	1.31
BG	0.86
CH	3.06
CZ	1.15
DE	6.81
DK	0.00
EE	0.00
ES	3.33
FI	0.00
FR	4.97
GR	0.70
HR	0.29
HU	0.00

Pays	Capacité installée (GW)
IE	0.29
IS	0.00
IT	7.56
LT	0.76
LU	1.30
LV	0.00
NL	0.00
NO	1.39
PL	1.78
PT	2.61
RO	0.09
SE	0.10
SI	0.18
SK	0.92
UK	2.74

La production annuelle des STEP est contrainte par des volumes de production minimal et maximal calculées à partir des valeurs de l'IRENA. Ces limites sur la production ne sont valables que pour les centrales existantes.

Tableau 21- Productions annuelles minimales et maximales en TWh des STEP existantes pour les différents pays du modèle

Pays	Prod_min_2016_2050	Prod_max_2016_2050
AT	3,04	3,88
BE	1,10	1,13
BG	0,49	0,66
CH	1,62	2,94
CZ	1,17	1,28
DE	5,59	6,01
DK	0,00	0,00
EE	0,00	0,00
ES	2,29	3,47
FI	0,00	0,00
FR	3,44	3,65
GR	0,02	0,08
HR	0,17	0,21

Pays	Prod_min_2016_2050	Prod_max_2016_2050
HU	0,00	0,00
IE	0,20	0,29
IS	0,00	0,00
IT	1,43	1,83
LT	0,58	0,68
LU	1,34	1,43
LV	0,00	0,00
NL	0,00	0,00
NO	1,00	1,16
PL	0,47	0,60
PT	1,14	1,73
RO	0,36	0,51
SE	0,03	0,13
SI	0,27	0,28
SK	0,25	0,30
UK	2,74	2,96

Dans une optique de forte pénétration des énergies renouvelables, les STEP pourraient jouer un rôle prépondérant dans le système à côté des autres moyens de stockage et des moyens de transmissions transfrontaliers. Aujourd’hui, on s’accorde à dire que le potentiel pour les grands projets hydrauliques en Europe, à l’exception de la zone balkanique, est globalement saturé. Il n’en demeure pas moins impossible que de nouvelles STEP voient le jour par le biais de connexions entre deux sites existants ou par l’aménagement d’un nouveau site proche d’un site existant. Ces deux moyens de création de nouvelles centrales STEP ont servi de base au JRC [165] pour l’estimation du potentiel des STEP en Europe et dans les pays voisins. La première topologie T1 correspond à l’adjonction de deux sites existants et la topologie T2 requiert la création d’un nouveau site. Dans chacun des cas, la distance maximale entre les deux sites peut être comprise entre 1, 2, 3, 5, 10 et 20 km. La hauteur de chute est minimale considérée dans un premier cas est de 150m (une seconde variante de 50 m de hauteur de chute est évaluée pour la topologie T2) et la capacité minimale des réservoirs est de 100 000 m³. D’autres contraintes concernent en outre la distance minimale aux sites habités (50 m), la distance aux infrastructures de transport (200 m), la distance minimale à un site UNESCO (500 m) et la distance maximale à un réseau de transmission électrique. On distingue dans chacun des cas un potentiel théorique et un potentiel

réalisable résultant de contraintes sociales, d'infrastructures et environnementales supplémentaires. Le Tableau 22 ci-dessous donne les chiffres du potentiel supplémentaire en TWh mobilisable dans l'ensemble des pays de l'étude.

Tableau 22- Potentiels théorique et réalisable pour l'ensemble des pays

Topologie	20km	10km	5km	3km	2km	1km
T1_théorique	54,31	8,00	0,83	0,31	0,10	0,004
T1_réalisable	28,63	1,32	0,20	0,07	0,03	0,003
T2_théorique	122,87	51,09	15,31	7,98	3,11	0,37
T2_réalisable	79,76	33,32	10,21	4,72	1,89	0,18

Le détail du potentiel en GWh par pays est donné dans le Tableau 23 ci-après :

Tableau 23- Potentiels théorique et réalisable par pays

Topologie	T1 théorique			T1 réalisable			T2 théorique			T2 réalisable		
	1 km	5 km	20 km	1 km	5 km	20 km	1 km	5 km	20 km	1 km	5 km	20 km
AT	0	105	443	0	4	283	1	335	2 915	1	120	1 747
BE	0	5	12	0	0	0	0	9	21	0	4	12
BG	0	0	119	0	0	11	0	215	1 849	0	76	696
CY	0	0	31	0	0	9	0	33	130	0	18	86
CZ	0	5	39	0	0	6	1	169	644	0	79	450
FI	0	0	12	0	0	12	0	0	33	0	0	2
FR	0	54	1 184	0	5	506	9	811	6 118	4	631	4 090
DE	0	0	89	0	0	14	2	232	1 291	1	139	804
GR	0	0	168	0	0	0	1	171	1 920	1	110	1 062
HU	0	0	4	0	0	0	0	9	59	0	3	23
IE	0	0	0	0	0	0	0	10	355	0	9	94
IT	3	218	1 867	3	35	670	9	1 183	6 846	6	633	4 034
PL	0	0	0	0	0	0	0	19	350	0	15	73
PT	0	7	542	0	0	60	0	151	1 472	0	99	1 209
RO	0	0	44	0	0	0	0	165	1 429	0	83	719
SK	0	0	0	0	0	0	0	6	46	0	3	39

SI	0	0	0	0	0	0	0	12	77	0	11	45
ES	0	292	5 788	0	93	1 894	28	2 096	17 596	10	915	9 363
SE	0	0	51	0	0	0	278	661	10 160	128	283	3 081
UK	0	23	994	0	4	501	7	1 144	6 120	3	750	5 292
HR	0	0	2	0	0	0	6	64	719	6	47	408
NO	0	33	991	0	17	747	18	3 218	16 597	13	2	13 356
CH	0	42	1 656	0	28	1 437	0	226	1 645	0	197	1 583
AL	0	11	3 152	0	8	2 580	0	72	651	0	71	481
BA	0	0	1	0	0	0	0	36	430	0	36	424
XK	0	0	0	0	0	0	0	6	159	0	5	158
IS	0	0	0	0	0	0	2	4	218	2	4	183
ME	0	0	0	0	0	0	0	190	966	0	69	377
MK	0	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	10
RS	0	0	327	0	0	265	1	131	638	1	109	577
TR	0	36	36 793	0	4	19 631	3	3 936	41 412	3	3	29 338

Nous considérons un potentiel correspondant au résultat des hypothèses des constructions réalisables définies par la topologie T2 sur une distance de 20 km. Dans notre modèle, ce potentiel se traduit par une contrainte d'activité sur une nouvelle technologie de stockage. Pour représenter un développement croissant du potentiel identifié, nous calculons pour chaque pays, une limite d'activité maximale de la nouvelle technologie pour les différentes années de l'horizon 2017-2050. Cette limite correspond à une progression constante à partir de la production observée en 2016.

Tableau 24- Potentiel supplémentaire (PJ) pour le développement de STEP par pays et par période

Pays	Pot.supp. (PJ)	Production en 2016 (PJ)	Potentiel 2050 (PJ)	Potentiel supplémentaire par période (PJ)							
				2017	2020	2035	2030	2035	2040	2045	2050
AT	6,3	11,1	14,2	0,1	0,3	0,8	1,2	1,7	2,1	2,6	3,1
BE	0,0	4,0	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BG	2,5	2,3	3,5	0,0	0,1	0,3	0,4	0,6	0,8	1,0	1,3
CH	5,7	12,5	15,4	0,1	0,3	0,7	1,1	1,5	1,9	2,4	2,8
CZ	1,6	4,3	5,1	0,0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,7	0,8
DE	2,9	20,1	21,6	0,0	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,2	1,4
DK	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ES	33,7	12,5	29,3	0,3	1,3	3,2	5,3	7,6	10,3	13,4	16,9
FI	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FR	14,7	17,4	24,8	0,2	0,7	1,7	2,7	3,8	4,9	6,1	7,4
GR	3,8	0,1	2,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,7	1,2	1,9
HR	1,5	0,7	1,5	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,5	0,6	0,7
HU	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IE	0,3	1,1	1,2	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
IS	0,7	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IT	14,5	6,6	13,8	0,1	0,6	1,4	2,4	3,4	4,5	5,8	7,3
LT	0,0	2,1	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LU	0,0	5,1	5,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NO	47,9	5,7	29,7	0,3	1,2	3,1	5,5	8,6	12,6	17,6	24,0
PL	0,3	1,7	1,9	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
PT	4,4	4,3	6,4	0,1	0,2	0,5	0,8	1,1	1,4	1,8	2,2
RO	2,6	1,8	3,1	0,0	0,1	0,3	0,5	0,6	0,8	1,1	1,3
SE	11,1	0,4	6,0	0,0	0,2	0,4	0,8	1,4	2,3	3,6	5,5
SI	0,2	1,0	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1
SK	0,1	0,9	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
UK	19,1	10,7	20,2	0,2	0,8	2,0	3,2	4,6	6,1	7,7	9,5

7.2. Le stockage sous forme d'hydrogène

L'hydrogène présente pour le système électrique un moyen de valoriser le surplus électrique généré. Différentes utilisations peuvent être envisagées : un stockage stationnaire, une injection directe dans le réseau de gaz naturel ou une transformation en méthane de synthèse par le procédé de méthanation. La ressource peut être obtenue à travers l'électrolyse, le vaporeformage ou la gazéification de la biomasse [166].

Le stockage de l'hydrogène obtenu peut se faire sous forme gazeuse dans des réservoirs spécifiques ou en sous-sol dans une cavité géologique perméable. Cette deuxième solution présente néanmoins des coûts d'investissement élevés et une faible garantie sur la sécurité. Le stockage liquide de l'hydrogène peut également être envisagé soit par une liquéfaction directe de l'hydrogène par cryogénie ou l'utilisation d'un liquide organique servant de support à l'hydrogène. Le stockage solide enfin peut se faire par adsorption ou absorption.

L'hydrogène constitue un vecteur intermédiaire entre le réseau électrique et le réseau gazier à travers l'injection directe ou le passage par la méthanation. L'injection directe correspond à l'introduction, dans une proportion limite, de l'hydrogène produit dans le réseau de gaz naturel. Selon l'ADEME, cette proportion varie de 6% en volume jusqu'à 20% dans certaines conditions. Aujourd'hui la cible des opérateurs d'infrastructures gazières est d'atteindre un taux d'injection de 10% en 2030 et 20% au-delà. Le procédé de méthanation, catalytique ou biologique, combine l'hydrogène obtenu avec du monoxyde de carbone ou du dioxyde de carbone dans des réactions fortement exothermiques pour produire un méthane de synthèse [166], [167].

Le modèle eTIMES-EU inclut la production d'hydrogène par reformage, gazéification de la biomasse et l'électrolyse réalisée à partir d'électrolyseurs PEM. Le facteur de capacité du reformage et de la gazéification est de 0,9 et celui de l'électrolyse est de 1. Les moyens de stockage de l'hydrogène produit regroupent le stockage gazeux et l'injection directe dans le réseau de gaz. Les technologies de stockage gazeux de l'hydrogène ont une activité saisonnière contrainte par un facteur de capacité de 0,25 et une efficacité de 73%.

8. Réseaux et interconnexions

Les données de l'ENTSO-E font état à l'échelle européenne de plus de 474 700 km (12 fois la circonference de la terre) de lignes AC transfrontalières en opération au 31.12.2018 [168]. L'énergie totale ayant transité sur l'ensemble des interconnexions à l'échelle de l'ENTSO-E est de 434 893 GWh en 2018 ce qui représente 12% de l'énergie totale générée sur la plaque européenne (3659,1 TWh). Les interconnexions assurent un double rôle économique et sécuritaire. Elles réduisent d'une part le besoin d'investissement dans de nouveaux moyens de production électrique (et de fait le coût final de l'électricité produite) et améliorent d'autre part la sécurité d'approvisionnement en diversifiant les options des pays. Elles participent ainsi à l'amélioration de l'efficacité du système électrique et contribuent à l'établissement d'une convergence de prix en assurant un transfert de l'électricité des zones de prix moins élevés vers les zones de prix élevés. En 2018, l'Allemagne et la France étaient les exportateurs majoritaires de la zone UE27+UK. Les volumes exportés représentent respectivement 12,5 et 13,2% de l'électricité générée dans chacun des deux pays [120].

Les capacités d'échange entre pays sont allouées suivant deux approches : l'approche NTC (capacité nette de transfert) coordonnée et l'approche « flow-based ». L'approche « flow-based » permet d'optimiser l'utilisation des capacités disponibles en priorisant l'utilisation des lignes offrant une meilleure rentabilité économique (la différence de prix entre les deux pays interconnectés plus importante) [169]. Dans les cas où la capacité d'échange entre les zones est faiblement « interdépendante » et l'approche « flow-based » n'assure pas de valeur ajoutée, on préférera l'approche basée sur la définition à priori (ex ante) de la capacité allouée d'échange traduite par les NTC. Les capacités « flow-based » sont limitées par les coefficients d'influence (électrostatique) et les marges disponibles sur les éléments critiques du réseau. Les méthodes de calcul de ce mode d'allocation sont également plus complexes que dans le cadre du NTC [170].

La définition des capacités de transfert est issue d'un travail mené en 1999 par l'ENTSOE. Deux notions ressortant de ce travail sont la capacité totale de transfert (TTC) et la capacité nette de transfert (NTC). Les valeurs des NTC sont calculées deux fois par an et correspondent aux valeurs considérées pour l'hiver et l'été. Les valeurs de TTC et de NTC définissent les principales contraintes auxquelles est soumise la planification des échanges transfrontaliers. A une échelle opérationnelle, on définit les notions de Capacité Déjà Allouée (AAC) et de Capacité d'Allocation

Disponible (ATC). La TTC représente la capacité totale d'échange programmable entre deux régions soumises aux normes de sécurité du réseau en supposant une connaissance parfaite des « conditions » du réseau, de profils de génération et de consommation. Le TTC est le résultat d'un modèle mathématique de répartition des charges permettant d'évaluer l'état électrique du réseau. A ce calcul de TTC est inhérente une notion de marge de fiabilité. Le TRM³⁷ qui représente cette marge caractérise les aléas relatifs à l'opération en temps réel ou à des situations non-anticipées. Le TRM est déterminé par chaque TSO au cours de chaque saison ou à chaque mise à jour du réseau de transport. Le NTC est le résultat de l'opération de soustraction entre le TTC et le TRM et constitue la capacité nette de transfert restant après le retrait des incertitudes sur les futures conditions du réseau. La valeur du TTC communiquée n'est que le résultat d'un scénario en fonction des différentes observations du fonctionnement du réseau. Ainsi en situation réelle, cette valeur ainsi que celles du TRM et donc du NTC peuvent varier à la hausse ou la baisse. Le NTC représente une valeur indicative calculée en amont [171].

La modélisation sous TIMES propose deux modes de représentation pour les interconnexions : la représentation avec des échanges bilatéraux et une représentation avec un échange multilatéral. L'échange multilatéral repose sur la définition d'une place de marché qui concentre les afflux et les soutirages d'une commodité donnée. D'un autre côté, les échanges bilatéraux sont réalisés par une technologie d'échange entre deux régions données [112].

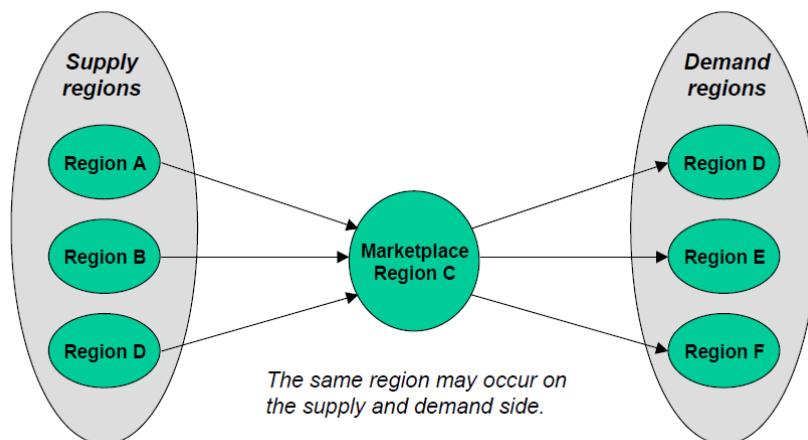


Figure 38- Représentation d'une situation d'échange multilatérale dans TIMES (source [112])

³⁷ Transmission Reliability Margin

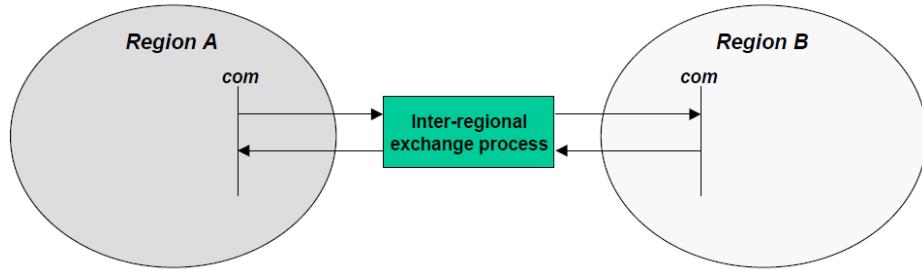


Figure 39- Représentation d'échanges bilatéraux dans TIMES (source [112])

Pour la représentation des interconnexions entre les pays du modèle et celles avec les pays frontaliers, nous considérons cette deuxième configuration des échanges dans le modèle eTIMES-EU. Ces interconnexions sont caractérisées par les valeurs des NTC aux différentes lignes lorsqu'elles sont disponibles ou le maximum de la capacité utilisée dans les données du « Transparency Platform » de l'ENTSO-E. Les interconnexions fonctionnent à l'échelle des timeslices et sont caractérisées par un facteur de capacité annuel maximal de 0,9. L'approche de modélisation considérée ici n'est pas une approche flow-based, aujourd'hui implémentée sur la plaque CWE.

Le développement des interconnexions dans le modèle jusqu'en 2030 est fixé par les projets du TYNDP 2016 [172] et revus par l'ACER[173] (voir [annexes](#)). Les pertes sur le réseau sont prises en compte dans la modélisation et sont supposées uniformes dans tous les pays. Nous considérons des pertes de 2,1% sur les réseaux HTB et 7,8% sur les réseaux MT. Elles sont nulles sur le réseau BT.

La réserve de pic

La représentation de la demande électrique annuelle sur les 64 subdivisions annuelles ou timeslices du modèle eTIMES-EU fait correspondre sur chacun de ces pas de temps une puissance équivalente qui vérifie la relation :

$$\forall ts \in TS, P_{eq_{ts}} * d_{ts} * 8760 = \sum_{h \in ts} P_h$$

Avec :

TS : ensemble des pas de temps du modèle

$P_{eq_{ts}}$: puissance équivalente pour la timeslice ts

P_h : puissance horaire réelle observée

d_{ts} : fraction horaire annuelle correspondant à la timeslice ts

Il est évident que $P_{eq_{ts}} \leq \max(P_h, h \in ts)$. De fait, la demande de pointe est écrêtée et le dimensionnement du système électrique en considérant la puissance équivalente seule peut conduire à un sous-dimensionnement. Une réserve de pic est donc définie dans le modèle pour tenir compte de l'écart découlant de la réduction de cette valeur de pic. Cette réserve est calculée par $\frac{P_{peak} - P_{eq_{ts}}}{P_{peak}}$ où P_{peak} représente la puissance de pic du système électrique. Le tableau 8 ci-dessous donne les valeurs de la réserve pour les différents pays. Les valeurs de l'année 2016 ont été gardées sur tout l'horizon du modèle.

Tableau 25- Valeurs de la réserve de pic considérées dans chaque pays

Pays	Réserve de pic
AT	0,17
BE	0,16
BG	0,25
CH	0,25
CZ	0,17
DE	0,16
DK	0,21
EE	0,25
ES	0,23
FI	0,25
FR	0,23
GR	0,25
HR	0,25
HU	0,25
IE	0,26

Pays	Réserve de pic
IS	0,25
IT	0,26
LT	0,25
LU	0,25
LV	0,25
NL	0,15
NO	0,54
PL	0,13
PT	0,16
RO	0,25
SE	0,36
SI	0,25
SK	0,25
UK	0,18

9. Les technologies de capture et stockage du carbone (CSC)

La capture et le stockage du carbone désigne une suite d'opérations permettant successivement :

- * la capture du CO₂ en le séparant des autres gaz dans des procédés industriels ou de production d'électricité. Dans la production d'électricité, les techniques de capture du CO₂ regroupent la capture en pré-combustion, la capture en post-combustion et l'oxycombustion qui limite le besoin de séparation des gaz en sortie de combustion.
- * le transport du CO₂ compressé via des pipelines mais aussi par voie maritime ou terrestre pour une utilisation dans les procédés industriels, la production des biocarburants ou un stockage dans des sites géologiques adaptés.
- * le stockage du CO₂ par injection dans des formations géologiques profondes garantissant son stockage permanent.

Identifié par l'AIE et le GIEC comme une des solutions pour réduire les émissions de CO₂, notamment par sa combinaison avec la bioénergie, le CSC³⁸ peine aujourd'hui à se développer à un rythme en phase avec les 1.50 Gt³⁹ de CO₂ capturés par an en moyenne à l'échelle mondiale

³⁸ Captage et stockage géologique du CO₂

³⁹ Milliards de tonnes

entre 2019 et 2050 identifiés par le scénario SDS du WEO2019⁴⁰ de l'AIE [174]. Cette difficulté tient notamment au manque d'incitations et à la complexité de développement des infrastructures de transport et de stockage. Selon le programme de R&D en gaz à effet de l'AIE (IEA Greenhouse Gas R&D Programme) [175], 30 à 60 sites de stockage et 4 500 à 12 000 km de pipeline doivent être développés chaque année jusqu'en 2050 pour permettre de capturer et de stocker 150 à 300 millions de tonnes de CO₂ par an. En 2019, les 19 sites dans le monde équipés de CSC ont permis de stocker plus de 25 Mt⁴¹ de CO₂. Les 4 sites actuellement en construction devraient porter cette capacité de stockage à environ 40 millions de tonnes. La technologie devrait notamment bénéficier d'une réduction du coût actualisé de la capture du CO₂, des 65 \$₂₀₁₇/tonne de la centrale de Petra Nova au Texas, pour s'établir entre 33 et 43 \$₂₀₁₇/tonne à partir de 2025 pour les nouveaux projets [174].

En Europe, les deux projets actuels en Norvège permettent de capturer 1,7 millions de tonnes par an. 20,8 millions de tonnes supplémentaires seront capturés grâce à la mise en activité de dix projets actuellement en cours au Royaume-Uni, en Hollande, en Norvège et en Irlande. Quatre de ces projets concernent des centrales de production d'électricité. Le rapport du Global CCS Institute [174] estime à 300 milliards de tonnes de CO₂ le potentiel de stockage géologique disponible en Europe. Des estimations du potentiel de stockage détaillées en fonction des différents types de stockages ont été réalisées dans le cadre du projet EU GeoCapacity [176]. Le modèle JRC-TIMES-EU se base notamment sur les valeurs fournies par cette étude. Dans notre modèle, nous considérons la même source et faisons l'hypothèse que le CSC pourra être développé à grande échelle dès 2030. Les sites sont dimensionnés pour une durée de vie de 80 ans. Pour les pays disposant d'un potentiel total de stockage très élevé, nous assumons qu'ils peuvent atteindre une capacité de stockage de 12,5 millions de tonnes de CO₂ par an et que les autres sites seraient dans la moyenne de ceux des projets mis en place aujourd'hui d'environ 5 millions de tonnes de CO₂ par an. Ceux disposant d'un potentiel très faible comme la Slovénie et la Lituanie ne pourront stocker que 2 millions de tonnes de CO₂ par an.

⁴⁰ World Energy Outlook 2019

⁴¹ Millions de tonnes

Tableau 26- Capacité de stockage annuel de CO₂ par pays

Pays	Volume de stockage annuel disponible (Mt par an)
AT	5
BE	5
BG	5
CZ	5
DE	12,5
DK	12,5
ES	5
FR	5
GR	5
HR	5
HU	5
IE	12,5
IT	5
LT	2
LV	5
NL	12,5
NO	12,5
PL	5
PT	5
RO	5
SE	5
SI	2
SK	5
UK	12,5

Conclusion du chapitre 2

Ce chapitre nous a permis de présenter une partie des données nécessaires à la construction du modèle. Prendre conscience de ce que représentent les valeurs et les limites inhérentes à leur collecte permet d'une part de justifier leur choix, d'expliquer les écarts entre les sources et éventuellement de formuler des hypothèses. D'autres sources de données ne faisant pas partie de ceux évoqués ci-dessus ont également été consultées dans la caractérisation des capacités et de l'activité des centrales à l'échelle des 29 pays du modèle. On pourra citer le rapport de « Bioenergy Europe » [153] qui fournit des statistiques complètes sur la bioénergie en Europe en 2016 et les données des centrales de cogénération sur la période de 2005 à 2017 [177], non énumérées parce que provenant de la base de données d'Eurostat. Différents sites de ministères de l'énergie, des TSO, des offices de statistiques, des rapports contenant des informations qui étaient rattachables à une des sources ci-dessus listées ont également été utilisés. Cette première partie de la recherche des valeurs nécessaires à la construction du modèle permet d'ores et déjà d'identifier la relative difficulté d'obtenir des valeurs à une résolution temporelle correspondant aux besoins de la modélisation.

Nous proposons à travers le modèle construit et les différents choix, une représentation détaillée du système électrique dans chacun des pays étudiés. Le calibrage effectué pour les années 2016 et 2017 sert à reproduire les dynamiques qui ont caractérisé le fonctionnement des moyens de production, d'échange et de stockage utilisés pour satisfaire la demande. Le niveau de description choisi diffère en fonction de l'opération des systèmes de production. La production intermittente des ressources solaire et éolienne, par exemple, est suivie sur chaque pas de temps et la variabilité de la production nucléaire est représentée sur chaque pas de temps et aussi à l'échelle des saisons. Le long terme est décrit par des facteurs de capacité, des contraintes de déploiement/de potentiel définis à partir de valeurs historiques, d'annonces politiques et d'hypothèses propres.

Les choix de modélisation effectués ne sauraient être qualifiés d'exhaustifs pour représenter le fonctionnement et les différentes options du système électrique. On pourra évoquer les rampes des centrales thermiques, la demand-response et les options d'écrêtage de la production éolienne non modélisées ici mais impactant la production électrique.

La topologie du modèle construit permet néanmoins une représentation détaillée des systèmes ouvrant la voie à l'évaluation de scénarios de long terme. Cette démarche, intégrée dans la planification vise la compréhension du cheminement conduisant d'une situation présente à une situation future [178]. Elle offre la possibilité d'étudier à l'échelle européenne l'impact de décisions nationales ou communautaires concernant la construction ou l'arrêt anticipé de centrales de production, des objectifs d'intégration de production renouvelable, d'expansion des transmissions transnationales ou même des objectifs environnementaux. La mesure des impacts de ces décisions pose des options contrastées et oriente le décideur dans la conduite du changement.

CHAPITRE 3: ETUDE PROSPECTIVE DU SYSTEME ELECTRIQUE EUROPEEN AVEC LE MODELE eTIMES-EU



« Hier, les fins que les hommes cherchaient à atteindre étaient assez élémentaires et les moyens dont ils disposaient étaient maigres et rares. Les moyens aujourd'hui abondent mais ce sont les fins qu'il convient de découvrir et de poser » G. Berger

Introduction du chapitre 3

Guidés par une vision parfaite du futur, les résultats optimaux d'évolution qu'offrent les modèles bottom-up d'optimisation du système énergétique fournissent des éléments pertinents pour le planificateur social. Ils offrent un cadre d'analyse au sein duquel [179]:

- * Les caractéristiques de performance technico-économique de tous les processus modélisés sont précisées,
- * La formulation du modèle permet une recherche rapide et efficace d'objectifs normatifs au sein de systèmes complexes,
- * Les objectifs de politique énergétique et environnementale donnent lieu à un large éventail de futurs énergétiques servant à identifier de multiples challenges pour le long terme,
- * Des aperçus transversaux sont possibles grâce aux interactions sectorielles modélisées.

L'étude du long terme se fait à travers des scénarios qui définissent des paramètres qualitatifs et quantitatifs posant pour la plupart des jalons ou des caractéristiques du système à un moment donné. La typologie proposée par L. Börjeson et al. [180] distingue les *scénarios*

prédictifs, les *scénarios exploratifs* et les *scénarios normatifs*. Les scénarios prédictifs servent à répondre à la question « *Que se passera-t-il ?* », les scénarios exploratifs examinent la question « *Qu'est ce qui pourrait se produire ?* » et les scénarios normatifs enfin fournissent une réponse au questionnement sur « *Comment atteindre un objectif spécifique ?* ».

Le champ de l'analyse prospective se prête plus aux scénarios exploratifs et normatifs. Il ne s'agit pas ici de prédire ce qui va arriver avec certitude mais d'éclairer le long terme pour faire ressortir les incompatibilités ou les points critiques susceptibles d'exister entre les éléments du système dans le futur [181]. On retiendra dans ce sens la formule de G. Berger pour qui « la prospective est une réflexion sur l'avenir, qui s'applique à en décrire les structures les plus générales et qui voudrait dégager les éléments d'une méthode applicable à notre monde en accélération ».

Aide à la lecture des résultats

Dans les chapitres suivants, certains graphiques présentés ont pour la plupart une légende en anglais. Le Tableau 27 ci-dessous présente une correspondance entre les entrées de légende utilisées et leur signification contextuelle :

Tableau 27- Signification contextuelle des différentes entrées de légende

Contexte du graphique		
Entrée de légende	Volume de production d'électricité ou puissance équivalente	Capacité installée
Battery storage	-	Capacité installée de stockage par batteries
Nuclear	Volume d'électricité produit par les centrales nucléaires	Capacité installée de moyens de production nucléaire
Coal & Lignite	Volume d'électricité produit par les centrales charbon et lignite	Capacité installée des moyens de production charbon et lignite
Natural gas	Volume d'électricité produit par les centrales utilisant du gaz naturel	Capacité installée des moyens de production fonctionnant au gaz naturel

Contexte du graphique		
Entrée de légende	Volume de production d'électricité ou puissance équivalente	Capacité installée
Bioenergy	Volume d'électricité produit par les centrales utilisant du biogaz, de la biomasse et des déchets municipaux	Capacité installée des moyens de production utilisant du biogaz, de la biomasse et des déchets municipaux
Export	Volume total d'électricité exporté	-
Hydro-RES	Volume total d'électricité produit par les centrales hydroélectriques équipées de réservoir	Capacité installée des centrales hydroélectriques équipées de réservoir
Hydro-ROR	Volume total d'électricité produit par les centrales hydroélectriques au fil de l'eau	Capacité installée des centrales hydroélectriques au fil de l'eau
Import	Volume total d'électricité importé	-
Load	Demande électrique totale	-
Solar	Volume total d'électricité produit par les centrales solaires photovoltaïques et thermiques	Capacité installée des centrales solaires photovoltaïques et thermiques
Storage output	Volume total d'électricité produit par les batteries et les STEP	-
Wind	Volume total d'électricité produit par les centrales éoliennes sur terre et en mer	Capacité installée des centrales éoliennes sur terre et en mer
Other RES	Volume total d'électricité produit par les centrales marines et géothermiques	Capacité installée des centrales marines et géothermiques
Others non RES	Volume total d'électricité produit par les centrales au fioul, au diesel, au gaz de coke et au gaz raffiné	Capacité installée des centrales au fioul, au diesel, au gaz de coke et au gaz raffiné

I- Construction du scénario de référence

Le scénario de référence décrit une situation où l'évolution du système électrique ne serait entretenue par aucun objectif de réduction des émissions à long terme. Les sections ci-dessous décrivent les différentes hypothèses sur la demande finale électrique, le prix de la tonne des ressources, le prix des ressources naturelles, le taux d'actualisation et le rythme de déploiement des capacités caractérisant ce scénario.

1. La demande de services finaux

1.1. L'électricité

La demande finale d'électricité considérée ici est obtenue à partir du scénario de référence de la commission européenne qui donne une évolution censée tenir lieu de vision de référence jusqu'en 2050 de l'évolution du secteur énergétique, de celui du transport et des émissions de polluants atmosphériques associées [182]. Ce scénario fournit dans chaque pays membre de l'UE une projection simulée de ces évolutions à l'aide d'une suite logicielle construite autour du modèle d'équilibre partiel PRIMES. Le modèle PRIMES adopte une approche microéconomique où le comportement des agents économiques formant la demande vise une maximisation du profit suivant des règles préétablies. A l'équilibre, pour chaque forme d'énergie, on obtient un prix auquel les fournisseurs sont prêts à produire et les consommateurs à acheter. Le modèle tient compte d'hypothèses démographiques, économiques, techniques, environnementales qu'il convient ici de détailler afin de faciliter la lecture des projections obtenues.

La croissance démographique considérée dans le modèle correspond au scénario de référence des projections EUROPOP2013 [183] réalisées par Eurostat. Le scénario fournit sur la période 2014-2080, une projection de la population dans chacun des 31 pays européens (EU27+Norvège, Islande, Royaume-Uni et Suisse). A l'échelle des 28 pays alors membres de l'UE, le scénario de projection de référence prévoit une hausse de la population de 3,6% en 2050 par rapport à 2014 suivi d'une décrue progressive pour atteindre 2,6% de croissance globale de la population entre 2014 et 2080. A l'échelle des pays, la France, le Royaume-Uni, l'Italie et la Belgique auront connu en 2050 des croissances de plus de 3 millions d'habitants par rapport à 2014. A contrario, sur cette même période, l'Allemagne et la Pologne subiront une diminution de

la population de plus de 3 millions d'habitants. Dans 27 pays de l'UE et le Royaume-Uni, la part globale de la population en âge de travailler (15-64 ans) passera sous la barre des 60% de la population totale en 2035 et s'établira à 56,2% en 2080. Cette baisse alimentera notamment la part des plus de 65 ans qui représenteront 28,7% de la population en 2080 contre 18,5% en 2014. Ces données ont été actualisées par de nouvelles projections sur la période 2016-2080 [184], [185] et plus récemment sur la période 2019-2100 [186]. Les tendances affichées par ces dernières correspondent peu ou prou à celle de la projection EUROPOP2013. Il est à noter que les projections de la période 2019-2100 se font à l'échelle des 27 pays de l'Union Européenne.

Les projections du PIB de la zone euro correspondent aux hypothèses du rapport 2015 sur les dynamiques de vieillissement de la population européenne (« ageing report ») [187]. Les projections entre 2020 et 2060 envisagent à l'échelle des 27 pays de l'UE et le Royaume uni, une oscillation de la croissance du PIB total entre 1,35 et 1,54% tous les 5 ans. En moyenne sur la période, la croissance annuelle du PIB s'établira à 1,44%. Cette valeur moyenne est notamment différenciée par pays, de l'Allemagne où elle s'établit à 0,93%, 1,63% en France, 1,84% en Belgique, 1,73% au Royaume-Uni et les pays comme le Luxembourg, la Suède et la Norvège où elle dépasse 2%.

Les hypothèses de l'activité économique dans la zone EU27+ Royaume-Uni reposent sur une augmentation de la valeur ajoutée globale de plus de 80%, passant d'un peu moins de 12000 milliards d'€₂₀₁₃ en 2013 à 20000 milliards d'€₂₀₁₃ en 2050. La part du secteur des services dans cette activité croît sur la même période de 74% à 78% et dans le même temps celles des industries non intensives en énergie passe de 13% à 11%.

Les éléments clés de la politique énergétique et environnementale de l'Union Européenne représentés dans le scénario de référence de la commission européenne regroupent :

- ★ le système d'échange de quotas d'émissions de l'UE (SEQE-UE),
- ★ les politiques adoptées au sein de l'Union Européenne et des Etats membres sur l'étiquetage énergétique et l'écoconception, celles concernant la directive efficacité énergétique et la directive sur la performance énergétique des bâtiments.
- ★ les objectifs de pénétration des renouvelables dans les différents secteurs

En 2015, la consommation d'énergie finale à l'échelle européenne était de 1028,88 Mtep. L'Allemagne, la France, le Royaume-Uni et l'Italie représentent un peu plus de 55% de cette

consommation. Elle est en outre dominée par la consommation de produits pétroliers (37,6%). L'électricité et le gaz naturel représentent respectivement 23% et 22,3%. La répartition de la consommation par secteur est donnée par le graphique ci-dessous.

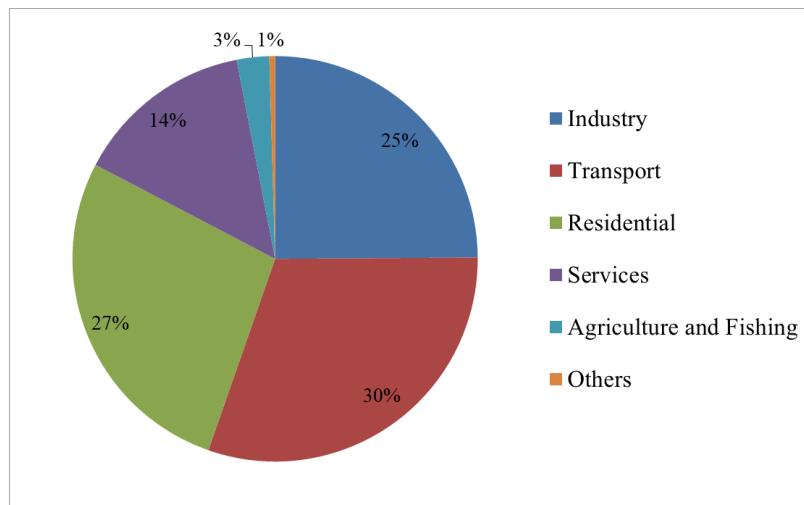


Figure 40- Part des différents secteurs dans la consommation finale d'énergie en 2015

Les importations représentent 55% de la consommation intérieure brute et correspondaient à un volume de 906 Mtep. Cette forte dépendance aux importations concerne principalement le pétrole⁴² (58,7%) et le gaz naturel (29,5%). Concernant la production électrique, en 2015 au total 3235 TWh ont été générés. L'Allemagne représentait le premier producteur de la zone avec 646,5 TWh générés devant la France (578,8 TWh) et le Royaume-Uni (332,8 TWh). L'Italie et l'Espagne arrivent en 4^e et 5^e places. La production d'électricité et de chaleur représente également le secteur le plus émissif de CO₂ en Europe. Il représente environ 30% des émissions totales de la zone EU28, devant les transports qui ont produit 24,7% des émissions.

Le scénario de référence de la commission européenne donne à partir de cette vision initiale du système énergétique, les perspectives d'évolution tous les 5 ans jusqu'en 2050. L'un des premiers résultats du modèle est la balance énergétique européenne. Entre 2015 et 2050, la consommation intérieure brute d'énergie est réduite d'environ 11%. Cette réduction est le résultat de deux grandes dynamiques : d'un côté la forte décrue de la consommation des combustibles

⁴² La notion "pétrole" employée ici fait référence au pétrole brut et aux produits pétroliers. Les importations de pétrole de la zone EU28 concernent majoritairement le pétrole brut et les condensats de gaz naturel qui représentent plus de 98% des volumes.

fossiles (-70% pour les combustibles solides et -15% pour le pétrole), de l'autre la forte progression de la consommation d'origine renouvelable (+83%). D'une part, on note une réduction des importations de combustibles solides d'environ 83% et d'une autre part les importations des produits pétroliers et du gaz naturel augmentent respectivement de 72% et de 23% entre 2015 et 2050. D'une manière générale, la dépendance aux importations croît des 55% en 2015 à 58,9% en 2045 avant de repasser à 57,6% en 2050.

Au niveau de la demande finale, l'industrie représente le secteur réalisant la plus forte compression de sa demande énergétique. Cette dernière est réduite d'environ 11,5%, portée par la réduction dans les industries intensives en énergie. La baisse dans le secteur résidentiel, de celui du transport et dans le tertiaire est inférieure à 3%. Au niveau des vecteurs énergétiques, les combustibles solides connaissent la plus forte baisse avec une demande qui diminue de 72% entre 2015 et 2050. Les demandes de pétrole et de gaz sont réduites respectivement de 19% et 11% sur la même période. A contrario, l'électricité et la chaleur deviennent des vecteurs plus plébiscités dont les demandes augmentent de 27,5% et 15,6%, de même que les sources renouvelables (+26%). L'analyse des augmentations régionales de la demande finale électrique fait ressortir trois grands groupes :

- ✿ un premier groupe avec une augmentation modérée : l'ensemble des pays de ce groupe affichent en 2050 une demande électrique de moins de 25% supérieure à la demande de 2015. Il s'agit de la Grèce (10%), de l'Allemagne (11%), du Portugal (13,5%), de la Lituanie (20,6%), de la Finlande (21,7%), de la France (24,6%) et de l'Espagne (24,7%).
- ✿ un second groupe avec une augmentation très forte : dans ces pays, l'augmentation de la demande finale d'électricité est supérieure à 50%. Il s'agit du Luxembourg, de Chypre, de Malte et de la Pologne où les demandes augmentent respectivement de 85,9%, 62,2%, 60,3% et 57,8%.
- ✿ un dernier groupe pour l'ensemble des pays de l'EU28 où la progression de la demande est comprise entre 25 et 50%

Face à cette demande, la quantité totale d'électricité générée augmente de 20% sur l'horizon. En 2050, la part des renouvelables dans la production électrique est de 55% (contre 28% en 2020). Dans le transport, cette part s'établit à 21,1% [182].

Pour notre étude, nous reprenons les valeurs futures de la demande d'électricité et nous estimons une progression par rapport à la demande réelle observée en 2016. La méthode de calcul des nouvelles demandes futures d'électricité est décrite ci-après :

1. Détermination pour l'ensemble des années futures du scénario de référence, le ratio par rapport à la demande en 2015. Pour chaque pays, les années 2020 à 2050 par pas de 5 ans sont décrites par leur ratio par rapport à 2015 ;

$$\forall r \in R, \quad \forall y \in \{2020, 2025, \dots, 2050\},$$

$$k_{r,y} = \frac{Dem_EUROSTAT_{r,y}}{Dem_EUROSTAT_{r,2015}}$$

2. A partir des données réelles de demande de l'année électrique 2016, calculer un ratio par rapport à la demande de l'année 2015 ;

$$\forall r \in R,$$

$$k'_r = \frac{Dem_reelle_{r,2016}}{Dem_EUROSTAT_{r,2015}}$$

3. Recalculer la demande future par pays des années futures à l'aide des deux ratios précédemment calculés :

$$\forall r \in R, \quad \forall y \in \{2020, 2025, \dots, 2050\},$$

$$Dem_{elc_modele_{r,y}} = Dem_{reelle_{r,2016}} * \frac{k_{r,y}}{k'_r}$$

Tableau 28- Nouveaux niveaux de demande électrique finale en TWh par pays et par année

Pays/Années	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
AT	67,1	69,5	72,2	74,2	77,1	80,2	81,8
BE	83,8	85,1	88,5	91,0	96,1	101,4	106,3
BG	29,1	30,2	31,0	31,6	32,6	33,8	35,3
CH	56,4	56,5	57,1	57,8	58,5	59,3	60,1
CZ	61,0	64,0	65,9	68,5	71,3	74,8	78,0
DE	528,6	541,8	551,2	551,1	553,3	557,2	561,0
DK	32,8	34,4	35,5	37,4	39,2	41,5	43,6
EE	7,6	7,8	8,3	8,5	8,8	9,2	9,6
ES	246,3	248,6	255,4	261,2	267,6	275,9	286,6
FI	79,5	81,9	82,8	84,8	87,1	90,5	93,7
FR	450,9	455,4	463,4	480,7	498,0	513,9	531,1

Pays/Années	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
GR	53,2	51,8	50,0	52,2	53,4	54,0	55,1
HR	16,2	16,1	16,3	16,9	17,7	18,8	20,1
HU	35,9	38,1	38,9	40,3	42,5	45,1	46,6
IE	26,2	27,2	27,9	29,0	30,2	31,6	33,2
IS	19,4	19,8	20,3	20,8	21,2	21,7	22,1
IT	304,0	305,7	312,3	333,0	354,9	372,1	388,6
LT	10,3	10,4	10,2	10,3	10,5	11,2	11,6
LU	6,9	7,5	8,3	9,3	10,3	11,2	11,9
LV	7,2	7,6	8,1	8,3	8,9	9,4	9,7
NL	110,1	113,6	115,1	116,8	120,7	124,6	129,4
NO	124,8	126,3	127,9	129,6	131,2	132,9	134,6
PL	141,9	155,9	168,0	176,4	184,8	192,6	199,8
PT	47,1	47,6	47,6	48,1	48,9	49,6	49,9
RO	47,2	49,2	50,9	53,0	55,8	58,8	61,4
SE	135,1	138,9	143,2	146,2	149,7	155,6	161,2
SI	13,4	14,6	14,8	15,1	15,6	16,1	16,7
SK	27,1	29,4	31,0	32,0	32,7	33,3	33,7
UK	333,7	339,0	351,5	365,8	386,7	409,9	423,5

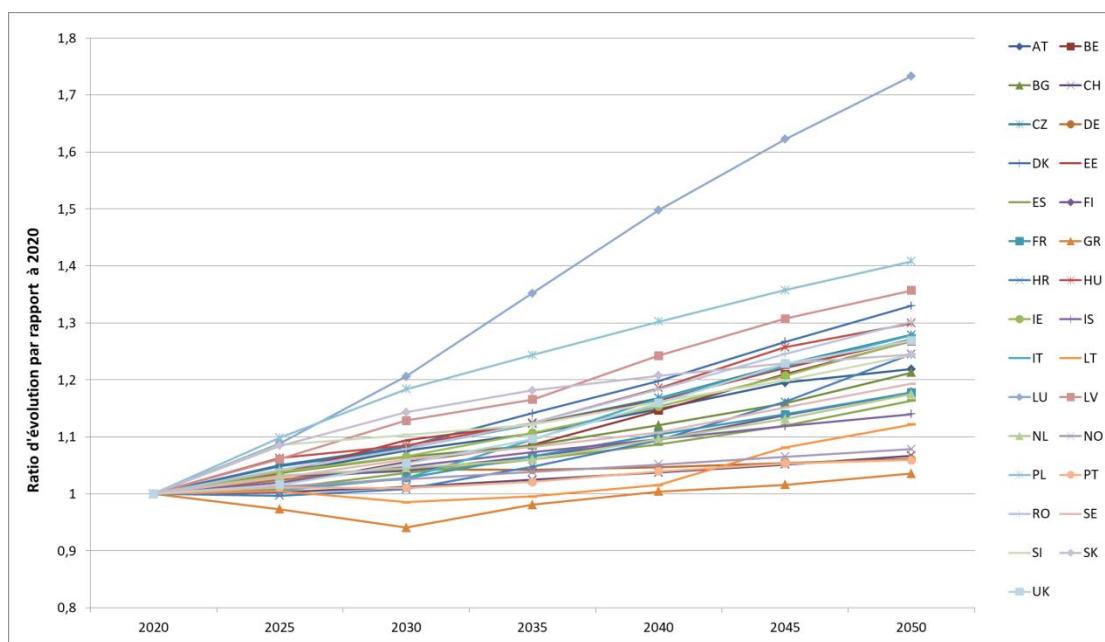


Figure 41- Ratio d'évolution de la demande par rapport à 2020 par pays

Cette demande totale d'électricité calculée exprime les besoins des secteurs du transports, du résidentiel, des commerces et de l'industrie. Son évolution englobe le besoin supplémentaire lié à l'électrification des usages.

Les valeurs de demande électrique totale la Suisse (CH), de la Norvège (NO) et de l'Islande (IS) ne sont pas par défaut présents dans les projections de la commission européenne. Pour ces pays, nous avons évalué la demande électrique future à l'aide de la progression de la demande électrique à l'échelle européenne.

Dans chacun des secteurs, l'électricité se combine avec différents autres vecteurs énergétiques pour satisfaire une demande de besoins finaux.

Tableau 29- Secteurs de demande finale et différents vecteurs énergétiques utilisés (Inspiré de [106])

Secteur	Vecteurs énergétiques
Demande de transport	
Transport de personnes	
Voitures longue distance	Électricité, hydrogène, produits pétroliers
Voitures courte distance et bus	Électricité, gaz naturel, hydrogène, produits pétroliers
Deux/trois roues	Électricité, hydrogène, produits pétroliers
Transport ferroviaire	Électricité, hydrogène, charbon
Aviation domestique et internationale	Kérozène, hydrogène
Fret - Transport de marchandises	
Camions	Produits pétroliers, hydrogène
Fret ferroviaire	Électricité, charbon
Demande résidentielle	
Chauffage	Électricité, chaleur, bois, gaz, produits pétroliers
Climatisation	Électricité
Eau chaude sanitaire	Électricité, chaleur, gaz, produits pétroliers
Eclairage	Électricité
Cuisson	Électricité, gaz, bois
Réfrigérateurs et congélateurs	Électricité
Lave-vaisselles	Électricité
Lave-linges	Électricité
Sèche-linges	Électricité
Autres besoins électriques (télévision, ...)	Électricité
Autres besoins énergétiques	Électricité, gaz, ...
Demande du secteur commercial	

Chauffage	Electricité, chaleur, gaz, produits pétroliers
Climatisation	Electricité
Eau chaude sanitaire	Electricité, chaleur, gaz, produits pétroliers
Eclairage, cuisson, réfrigérateurs et congélateurs	Electricité
Autres besoins énergétiques	Electricité, gaz, ...
Agriculture	
Grandes cultures, polyculture élevage, viticulture, ...	Electricité, gaz, produits pétroliers, sources renouvelables
Industrie	
Métallurgie, papier, produits chimiques, ...	Electricité, chaleur, hydrogène, gaz, produits pétroliers

Nous faisons la distinction dans le modèle eTIMES-EU entre la demande électrique du secteur du transport et une demande agrégée des autres secteurs.

Le profil de la demande électrique agrégée des secteurs hors transport sur l'horizon de l'étude est construit en considérant la répartition horaire de cette demande en 2016, 2017 et 2018. Pour les années 2016 et 2017, on affecte à chacun des 64 pas de temps, la part en pourcentage de la demande annuelle correspondante. Sur la période 2020-2050, cette part est calculée en prenant la moyenne des parts de 2016 à 2018.

1.2. La demande électrique du secteur du transport

De plus en plus, l'évolution de la demande électrique future doit prendre en compte les besoins supplémentaires liés à l'électrification du secteur du transport [42]. La mobilité électrique constitue aujourd'hui un des leviers pour la transition vers une mobilité décarbonée à l'échelle européenne. La demande électrique pour les transports considérée est calculée à partir de la projection du scénario de référence de la commission européenne. Le Tableau 30 ci-dessous donne les évolutions projetées en pourcentage de la part de la demande finale électrique correspondant à la demande du secteur du transport.

Tableau 30- Part du transport (en %) dans la demande finale électrique

Pays	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
AT	0,13	0,22	0,42	0,58	0,76	1,04	1,29
BE	0,26	0,39	0,60	0,97	1,24	1,48	1,72
BG	0,02	0,06	0,17	0,28	0,39	0,59	0,75
CH	0,22	0,41	0,87	1,21	1,55	1,92	2,27
CZ	0,10	0,23	0,43	0,58	0,80	1,10	1,37
DE	0,33	0,62	1,40	1,90	2,29	2,80	3,25
DK	0,13	0,28	0,73	1,05	1,33	1,68	2,11
EE	0,16	0,31	0,62	0,96	1,25	1,51	1,70
ES	0,13	0,28	0,52	0,76	0,98	1,22	1,51
FI	0,19	0,55	1,38	1,71	1,95	2,18	2,46
FR	0,29	0,57	1,26	1,71	2,08	2,50	3,00
GR	0,22	0,48	0,96	1,36	1,69	2,06	2,35
HR	0,14	0,33	0,78	0,98	1,23	1,58	1,78
HU	0,09	0,18	0,40	0,62	0,84	1,08	1,26
IE	0,18	0,35	0,68	0,98	1,28	1,60	1,87
IS	0,22	0,41	0,87	1,21	1,55	1,92	2,27
IT	0,10	0,20	0,47	0,83	1,20	1,44	1,58
LT	0,05	0,09	0,27	0,51	0,63	0,74	0,78
LU	0,10	0,19	0,45	0,44	0,64	0,87	1,00
LV	0,13	0,24	0,69	1,19	1,50	1,68	1,80
NL	0,38	0,65	1,08	1,53	1,93	2,30	2,62
NO	0,22	0,41	0,87	1,21	1,55	1,92	2,27
PL	0,04	0,09	0,21	0,36	0,61	0,95	1,23
PT	0,07	0,16	0,42	0,80	1,24	1,83	2,25
RO	0,05	0,12	0,35	0,54	0,78	1,05	1,35
SE	0,27	0,42	0,69	1,30	1,93	2,48	2,76
SI	0,33	0,89	1,73	2,11	2,37	2,82	3,13
SK	0,09	0,19	0,37	0,61	0,87	1,16	1,43
UK	0,36	0,63	1,32	1,69	2,15	2,75	3,31

Le profil de la demande sur les 64 pas de temps des années jalons du modèle est défini à partir de l'étude de RTE sur les enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique [188]. Cinq scénarios, construits autour d'hypothèses sur l'évolution du parc de véhicules, des modalités d'usage et des comportements, du cadrage environnemental servent à décrire une forme d'électrification future du secteur des transports en France.



Figure 42- Scénarios de mobilité électrique (Source [188])

En comparant trois modes de recharge -recharge naturelle, pilotage dynamique de la recharge, pilotage dynamique de la recharge avec injection V2G- l'étude identifie le pilotage dynamique comme une option pour accroître la résilience du secteur électrique. Il permet notamment d'éviter les tensions sur le réseau aux heures de pointe et offre avec le V2G de la robustesse au système pour faire face aux aléas de production.

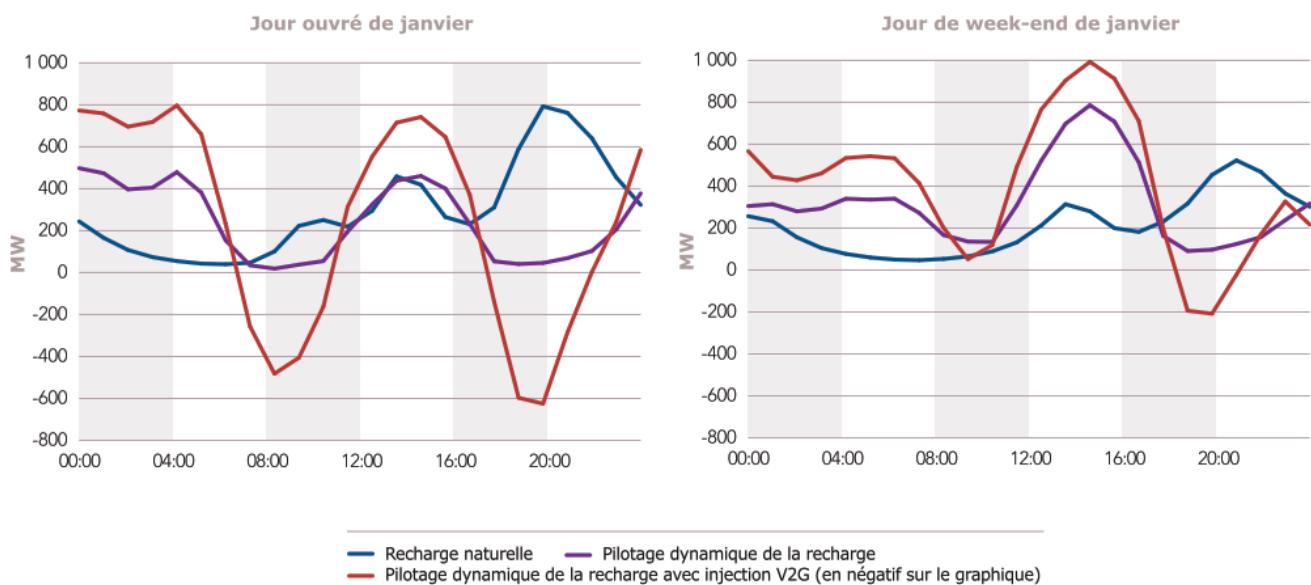


Figure 43- Courbes de charges pour un million de véhicules électriques dans le scénario Crescendo médian selon le type de pilotage – Source [188]

Le profil considéré par défaut dans le modèle eTIMES-EU est celui correspondant à un pilotage dynamique de la recharge observé sur la Figure 43. La répartition de la charge qui y est décrite est conservée sur toute l'année et tout l'horizon d'étude.

1.3. La demande de chaleur

Co-produit de l'électricité résultant de l'activité des centrales de cogénération, la chaleur dessert bon nombre d'usages dans les secteurs résidentiel et industriel. Le besoin de chaleur sert principalement au chauffage de l'espace habitable ou à la production d'eau chaude sanitaire. On admet généralement que le besoin d'eau chaude sanitaire reste constant tout au long de l'année et ne subit pas de variations saisonnières marquées.

On définit deux indices basés sur la météo pour décrire les besoins en énergie de chauffage et de refroidissement : le « HDD » (heating degree days : degré-jours de chauffage) et le « CDD » (cooling degree days : degré-jours de climatisation). Ces indices sont estimés à partir de températures seuils d'activation du chauffage ou de la climatisation et de températures de consigne.

$$HDD = \begin{cases} \sum_i (18^\circ C - T_m^i) \text{ si } T_m \leq 15^\circ C \\ 0 \text{ sinon} \end{cases} \text{ et } CDD = \begin{cases} \sum_i (T_m^i - 21^\circ C) \text{ si } T_m \geq 24^\circ C \\ 0 \text{ sinon} \end{cases}$$

La température seuil pour l'indice HDD est de $15^\circ C$ et la température de consigne est de $18^\circ C$. Pour le CDD, la température seuil est de $24^\circ C$ et la température de consigne est $21^\circ C$. T_m^i représente la température moyenne ambiante de la journée. L'usage de ces indices pour la caractérisation de la relation entre la température et la demande électrique présente néanmoins quelques limites liées à la définition arbitraire des températures seuils [189].

L'accès aux données de demandes horaires de la demande de chaleur se heurte cependant au caractère non public de cette information. A l'instar de l'utilisation des HDD pour définir la distribution de la demande de chaleur dans le cadre du projet STRATEGO [190], nous utilisons les données journalières de température en 2016 pour créer un profil de la demande. La formule décrite plus haut nous permet d'obtenir à l'échelle des jours-types du modèle (jour de semaine et jour de weekend pour chacune des 4 saisons) la part en pourcentage des HDD. La valeur obtenue sur ces jours-types est ensuite uniformément répartie sur chacune des 8 tranches horaires de la journée qui la caractérisent. On obtient grâce à cette suite d'opérations un profil de la demande de chaleur

représenté par la part correspondante sur chacune des 64 timeslices. Ce même profil est conservé sur tout l'horizon d'étude.

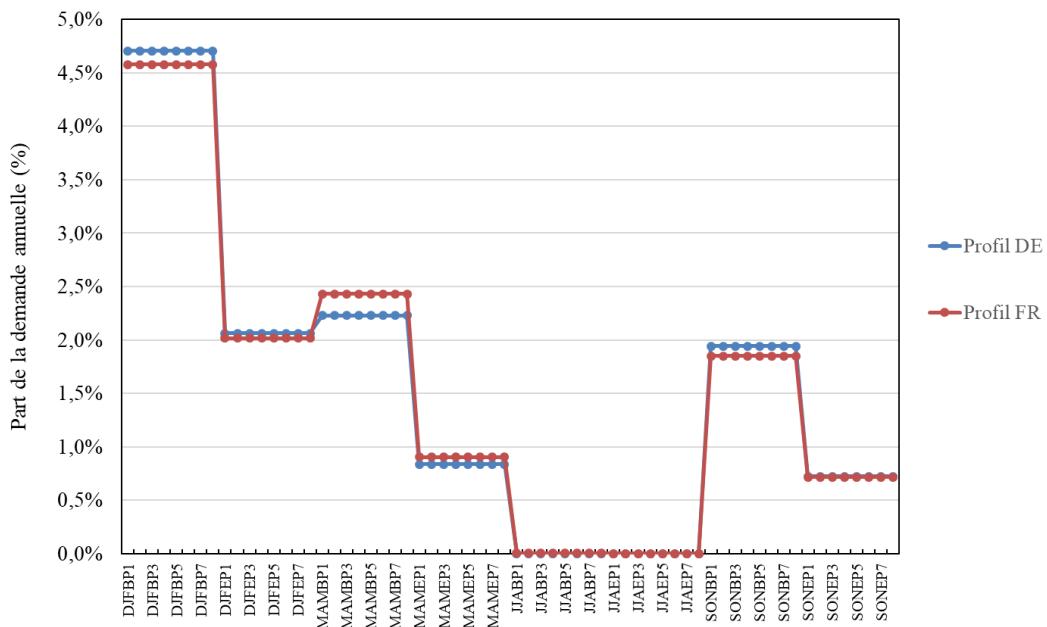


Figure 44- Profil de la demande de chaleur considérée en Allemagne et en France

2. Le prix des ressources

2.1. Le prix des ressources fossiles

Il existe dans la littérature différentes hypothèses décrivant l'évolution du prix des ressources fossiles. Les valeurs anticipées à un moment donné ne traduisent souvent que la tendance observée en cette période et ignorent les évènements géopolitiques futurs pouvant fortement affecter le prix des ressources. La Figure 45 ci-dessous présente les prix du charbon, du pétrole brut et du gaz naturel des projections WEO de l'AIE et du scénario de référence 2016 de la commission européenne. Les données les plus récentes proposent des évaluations de prix à long terme moins éloignées de la valeur réelle en 2016. Pour chaque ressource, on distingue une tendance haute de prix donnée par les projections du scénario de référence de la commission européenne, une tendance médiane pour les prix du WEO2013 (WEO13) et une tendance basse pour les prix du WEO19.

Dans le cadre du scénario de référence du modèle eTIMES-EU, nous considérons la tendance moyenne de prix correspondant aux données du World Energy Outlook 2013 de l'AIE. Pour évaluer l'impact que peuvent avoir ces différentes projections sur l'évolution du système, nous effectuerons par la suite une analyse de sensibilité. Les données de prix des ressources fossiles des différentes projections sont présentées dans le Tableau 90 en annexe.

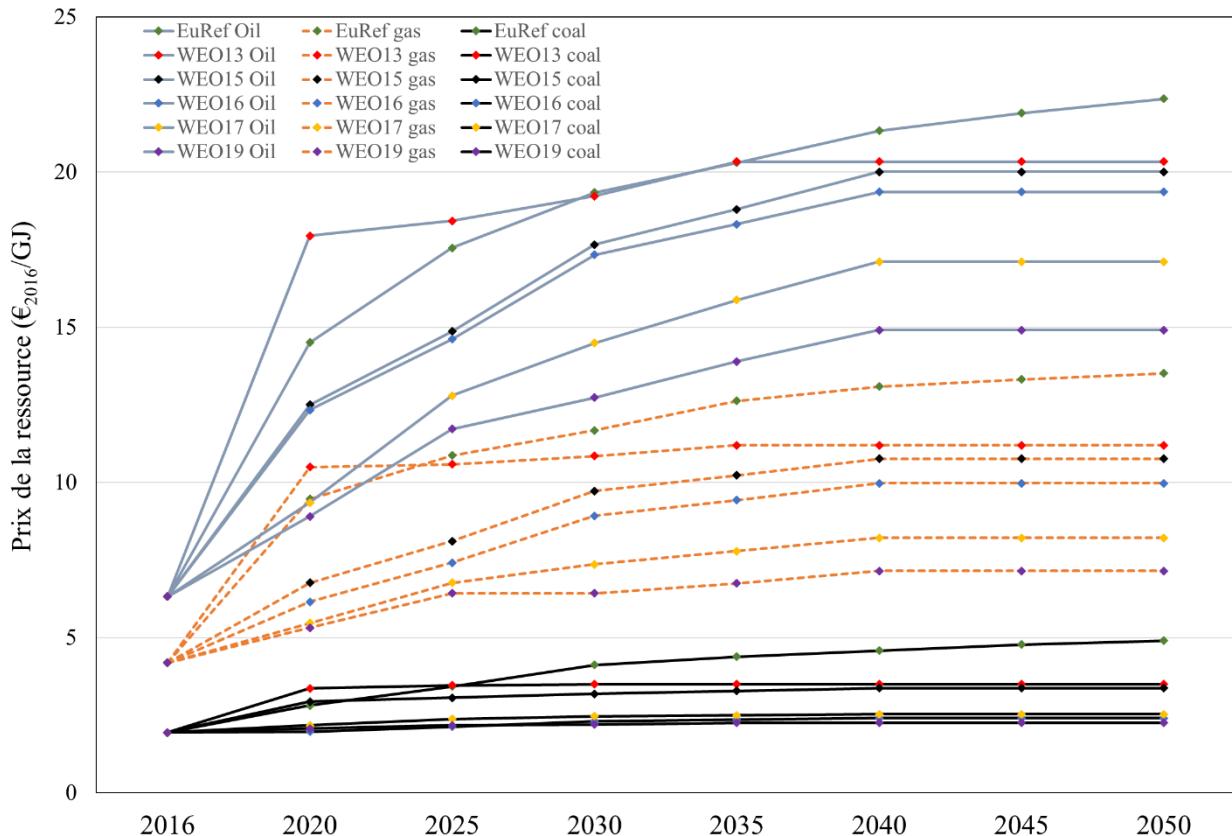


Figure 45- Evolution du prix des ressources dans différents scénarios de projection

2.2. Le prix de la tonne de CO₂ et les facteurs d'émissions

Le paysage énergétique européen comprend aujourd'hui différents outils économiques traitant des émissions de CO₂ et visant leur réduction par une internalisation des coûts sociaux et environnementaux de la pollution. Ceux-ci regroupent les taxes (la taxe carbone, le prix plancher)

et un marché européen d'échanges : le SEQE⁴³-UE. Ces taxes ont pour la plupart une portée nationale voire régionale (cas des USA) et couvrent parfois un nombre de secteurs bien défini.

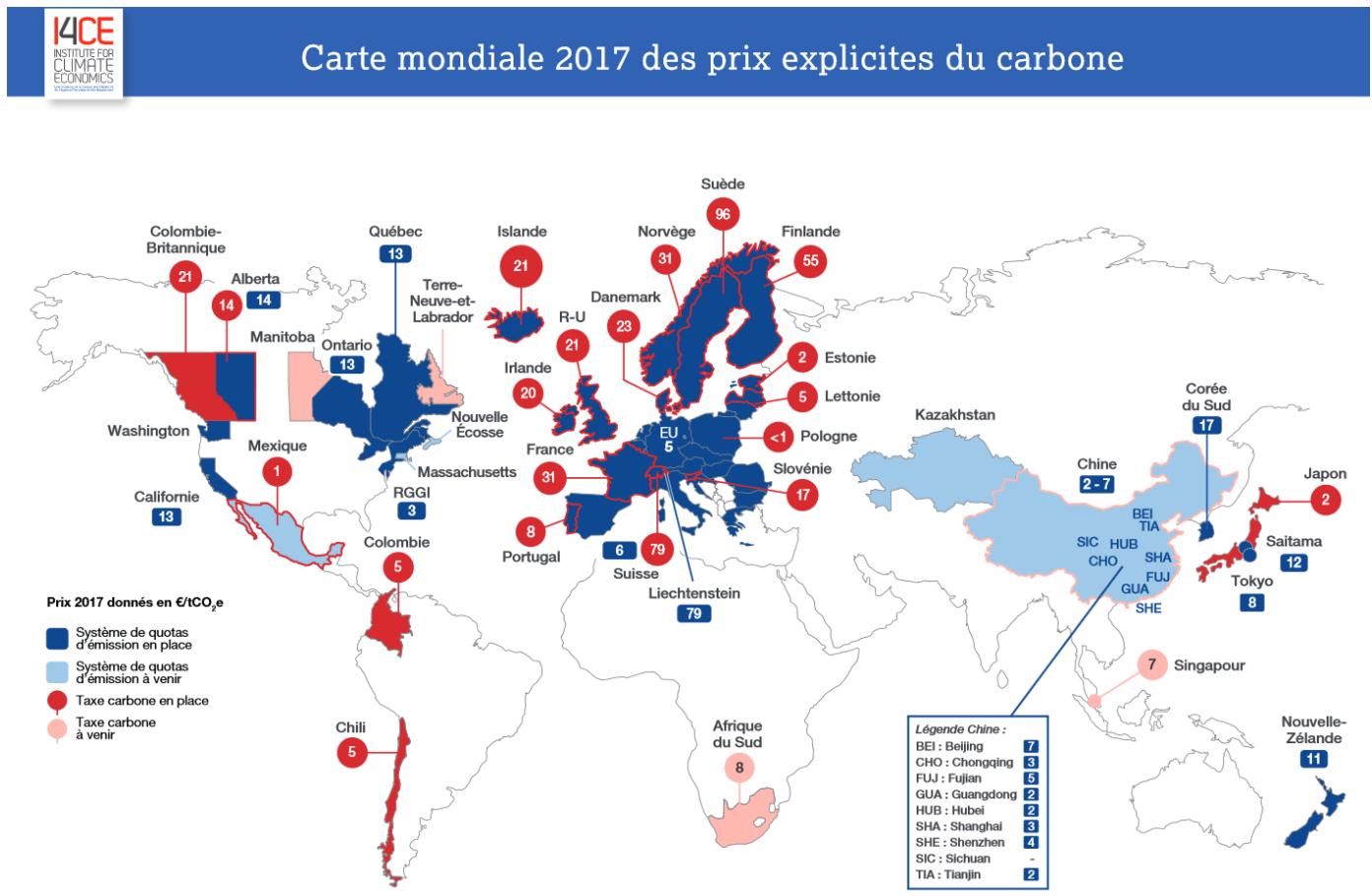


Figure 46- Carte des prix explicites du carbone (Source I4CE)

Premier grand marché régional du carbone, le SEQE fixe pour chaque période des quotas dégressifs d'émissions que les entreprises des différents secteurs achètent ou se voient attribués gratuitement. Dans le secteur électrique, tous les quotas sont mis aux enchères depuis 2013 avec cependant une dérogation pour 8 états membres (BG, CY, CZ, EE, HU, LV, PO, RO) qui bénéficient d'allocations gratuites jusqu'en 2019. Le prix du carbone dans ce système est fixé de

⁴³ Système d'Echange de Quotas d'Emissions

manière implicite par le mécanisme de marché lié aux transactions de quotas entre acteurs. Ce marché reste cependant soumis aux dysfonctionnements résultant d'une émission d'un surplus de quotas et d'imports massifs de crédits carbone internationaux. Il lui convient alors de s'adapter en actualisant régulièrement les quantités de quotas mis à disposition en fonction des émissions réelles et en gommant les disparités inter et intra-sectorielles en vue de rétablir un signal prix favorisant une transition pérenne et économiquement optimale.

Le graphe ci-dessous donne l'évolution du prix de la tonne de CO_2 dans le cadre du SEQE :

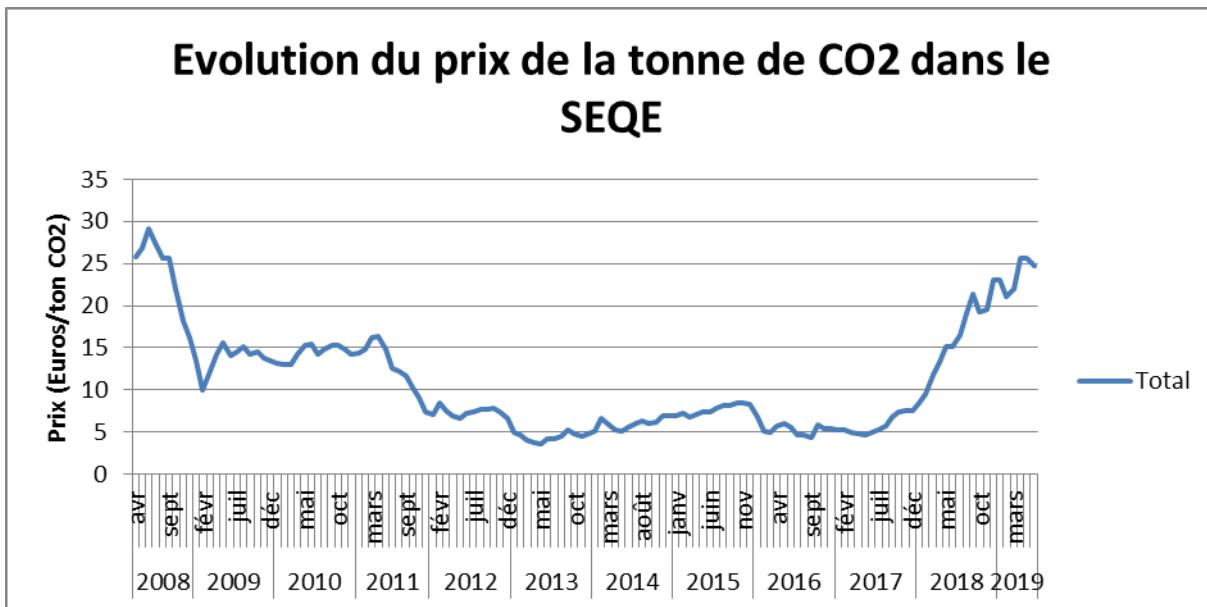


Figure 47- Prix de la tonne de CO₂ dans le SEQE (source Sandbag (SANDBAG- Smarter Climate Policy))

Nous faisons l'hypothèse dans notre modèle d'un prix de la tonne de CO_2 uniforme dans l'ensemble des pays. Ce prix évolue de la valeur constatée de 5 € en 2016 dans le SEQE à une valeur de 35 € en 2050 où on observe une stagnation de la valeur moyenne entre 2030 et 2050 (voir Figure 48). Le prix de la tonne de CO_2 considéré ici est très inférieur à la valeur tutélaire du carbone proposée par le rapport Quinet [191] qui évolue de 250€₂₀₁₈/tCO₂e en 2030 à 775€₂₀₁₈/tCO₂e en 2050. Le cadre d'application de cette valeur tutélaire est l'ensemble de l'économie et le rapport reconnaît que « les gisements d'économie et les coûts d'abattement du carbone diffèrent d'un secteur à un autre ». Dans notre modèle, centré autour du secteur électrique, nous considérons une

valeur faible du prix de la tonne de CO₂ et déterminons la décarbonisation du secteur à travers des contraintes en volumes d'émissions. Cette approche rend la valeur du prix de la tonne de CO₂ implicite.

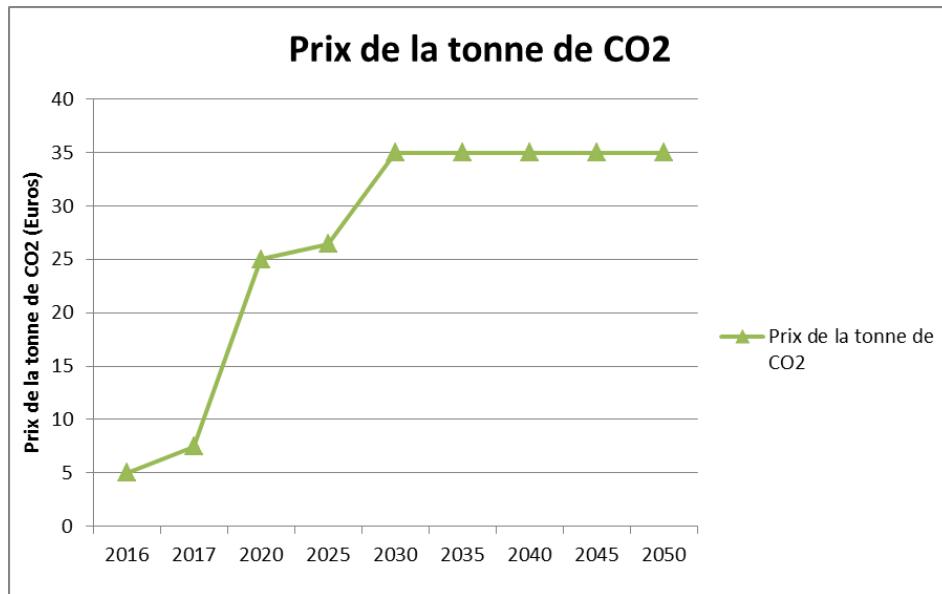


Figure 48- Hypothèse de prix de la tonne de CO₂

Le calcul des émissions de CO₂ relatives à la production d'électricité des sources non renouvelables se fait grâce aux facteurs d'émissions spécifiques à chaque combustible. Ce facteur d'émission dépend la qualité du combustible utilisé (teneur en carbone, pouvoir calorifique). Ainsi il arrive que selon les pays, ces facteurs d'émission varient en fonction du combustible. Dans le modèle eTIMES-EU, nous gardons un facteur d'émission homogène pour l'ensemble des pays correspondant aux données de la base carbone de l'ADEME [192].

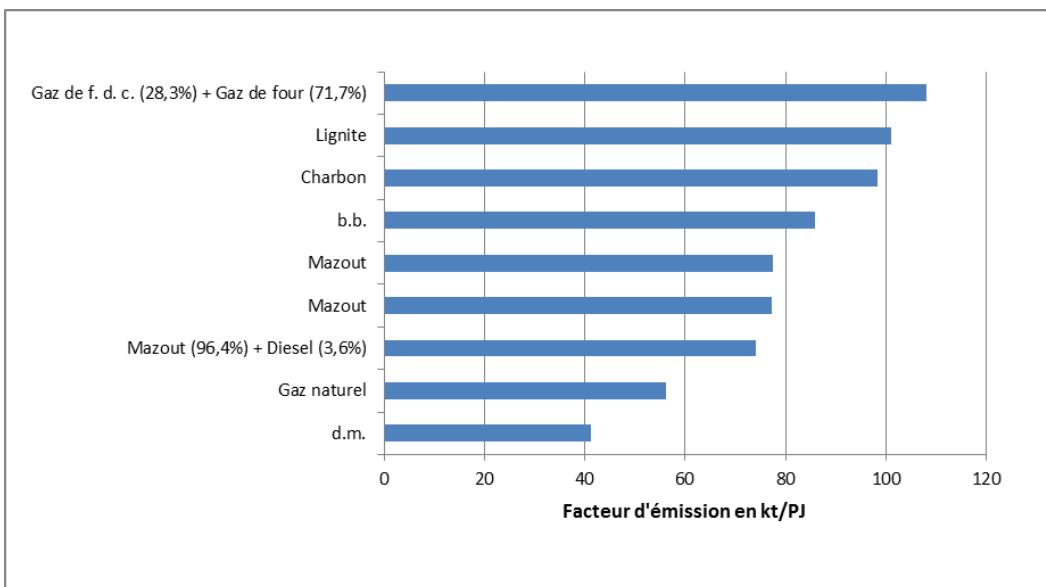


Figure 49- Facteurs d'émission des différents combustibles

3. Le taux d'actualisation

Deux types de taux d'actualisation s'appliquent dans le domaine énergétique : un taux d'actualisation social et des taux d'actualisation financiers spécifiques à la technologie. Le premier est une vue sur la façon dont les dépenses et le bien-être futurs devraient être appréciés par rapport au présent. Cette valeur est une préoccupation pour les planificateurs sociaux et les gouvernements à la lumière de considérations sociales, environnementales et économiques. La seconde s'applique aux agents individuels et implique des considérations de rentabilité des projets, de coût du capital et d'averses de risque [193][194]. Le modèle JRC-EU-TIMES considère un taux d'actualisation social de 5% et des taux d'actualisation différenciés de 8% pour l'électricité centralisée et 7 % pour la distribution d'énergie (y compris les réseaux). Le modèle PRIMES prend en compte des taux d'actualisation variant entre 7,5 et 8,5 % pour les sources d'énergie renouvelables et d'autres investissements liés aux systèmes énergétiques. Steinbach et Staniaszek [195] proposent différentes formules pour l'évaluation du taux d'actualisation en fonction du PIB. Leur revue de scénarios pour le système énergétique allemand identifie un taux d'actualisation social entre 1 et 7%. Nous considérons dans le cadre du scénario de référence du modèle eTIMES-EU un taux d'actualisation de 8 %. Nous proposerons par la suite une étude de l'impact du choix du taux d'actualisation à travers une analyse de sensibilité.

4. Les rythmes de déploiement de capacité

Le déploiement des nouvelles capacités de production électrique suit des rythmes différenciés en fonction des technologies. Ce rythme est la résultante de différents facteurs politiques (choix d'indépendance énergétique, stratégie environnementale, ...), économiques (subventions d'investissement, tarifs d'achats garantis, ...), techniques (remplacement de centrales arrivant en fin de vie, anticipation d'une demande future) et aussi sociaux (acceptabilité de la population).

Les rythmes qui encadrent le déploiement de capacité dans le cadre du scénario de référence du modèle eTIMES-EU sont décrits ci-après. Ils sont calibrés à partir de rythmes historiques observés et d'annonces gouvernementales. Ces contraintes de déploiement sont par la suite relâchées dans le cadre d'un scénario de sensibilité.

4.1. Le nucléaire

L'option nucléaire fait l'objet de considérations diverses à l'échelle européenne. Pour les pays ne disposant pas de cette source de production à l'heure actuelle, la majorité désire se garder d'avoir recours à ce moyen de production dans le futur. Ainsi l'Autriche, le Danemark, la Grèce et l'Italie (principalement pour des raisons sismiques), la Croatie⁴⁴, l'Irlande⁴⁵, l'Islande, le Luxembourg, la Lettonie, la Norvège, le Portugal n'envisagent pas de recourir à court ou moyen terme au nucléaire pour la production d'énergie. La Lituanie a fermé sa dernière centrale nucléaire en 2009 et les programmes de construction de deux centrales de 1 350MW de capacité à Visaginas sont aujourd'hui incertains. L'Estonie repose l'utilisation de son schiste bitumineux pour assurer l'essentiel de sa production électrique actuelle, mais envisage de recourir à l'option nucléaire du fait de la pression environnementale et en préparation de l'après-schiste. En 2009, le pays envisageait de réaliser une centrale d'ici 2023⁴⁶, mais les projets actuels prévoient la construction d'une centrale de 0,3GW d'ici 2030⁴⁷. Dans une politique de réduction de sa dépendance énergétique, la Pologne envisage également l'option nucléaire à partir de 2033 même si des doutes

⁴⁴ https://www.iaea.org/sites/default/files/croatian_6th_cns_report.pdf

⁴⁵ <https://www.dccae.gov.ie/en-ie/environment/topics/environmental-radiation/nuclear/Pages/default.aspx>

⁴⁶ <https://www.nti.org/learn/countries/estonia/>, <https://www.mkm.ee/en/news/power-engineering-development-plans-were-approved-government>

⁴⁷ <https://news.postimees.ee/6707587/nuclear-plant-in-place-of-oil-shale>,
<https://news.postimees.ee/6823848/americans-would-construct-a-nuclear-plant-in-estonia>

persistant aujourd’hui sur le type de centrale et la localisation des sites. Au total 6 GW sont prévus, dont 3 GW en 2033 et 3 GW supplémentaires en 2039. La politique nucléaire actuelle en Belgique affirme l’intention du pays d’arrêter ses centrales nucléaires d’ici 2025 malgré les différentes études montrant les conséquences de cette décision sur les prix et la sécurité d’approvisionnement [196]. La Bulgarie entend étendre son parc nucléaire avec au moins une centrale nucléaire dont la date de mise en service est toujours incertaine et une autre proposée en attente d’acceptation. La Suisse a fait le choix de la non-construction de nouvelles centrales nucléaires mais donne la possibilité après 40 ans de prolonger autant que possible ses centrales nucléaires tant que l’autorité de sûreté les juge aptes à fonctionner⁴⁸. La République Tchèque prévoit une augmentation de sa capacité de production d’ici 2036 avec environ 2,4 GW supplémentaires et éventuellement 2,4 GW supplémentaires après 2040. Suite à l’accident de Fukushima, l’Allemagne a décidé une sortie du nucléaire à l’horizon 2022. L’Espagne ne prévoit aucun projet de construction de nouvelles centrales nucléaires à ce jour malgré le démarrage d’un nouveau projet d’extraction d’uranium⁴⁹. En Finlande, la construction d’une nouvelle centrale nucléaire débutée en 2005 devrait arriver à terme en 2021. En outre, un autre projet débutera la même année pour une mise en service prévue en 2028⁵⁰. La France dispose aujourd’hui du plus grand parc nucléaire européen, sujet à plusieurs reprises à des questions concernant sa sûreté et le prolongement des plus anciennes unités. A ce jour la politique annoncée par le gouvernement prévoit de passer la part de la fourniture électrique nucléaire de 75% à 50%. Initialement prévue pour 2020 et devant servir de modèle pour des réacteurs futurs, la centrale de Flamanville ne commencera à opérer au mieux qu’en 2025. Aucune autre construction n’est actuellement prévue pour débuter avant cette date. En Hongrie⁵¹, la construction d’une nouvelle centrale doit débuter en 2020 pour une mise en service en 2026 suivie d’une deuxième dont la mise en service est prévue en 2027. Aucun réacteur n’est actuellement prévu aux Pays-Bas et en Suède tandis qu’en Roumanie la mise en opération de deux unités de 0,72 GW initialement prévue pour 2021 et 2022 sera vraisemblablement repoussée à cause des retards

⁴⁸ <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/switzerland.aspx>

⁴⁹ <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/spain.aspx>

⁵⁰ <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/finland.aspx>

⁵¹ <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/hungary.aspx>

pris dans la construction⁵². En Slovénie, des plans d'expansion sont en considération sans que les détails sur le site ni la date de mise en service ne soient précisés. En Slovaquie, deux centrales de 0,47 GW opèreront à partir de 2020 et 2021 et une dernière dont la construction n'a pas encore débuté est prévue pour 2025. Le Royaume-Uni espère profiter dès 2025 de la capacité supplémentaire apportée par Hinkley Point C puis d'une capacité éventuelle de 5 GW à partir de 2027. Une capacité supplémentaire totale de 7,8 GW est également proposée et en attente d'approbation. Nous définissons à partir de ces diverses considérations un scénario « **CurrentNuc_Policies** » pour lequel les rythmes maximaux de déploiement de nouvelles capacités nucléaires sont reprises dans le Tableau 31 ci-après.

Pour la France, le rythme de déploiement considéré limiterait à 5 le nombre de centrales construites par période de 5 ans.

Tableau 31- Capacité maximale supplémentaire (hors prolongement) de déploiement nucléaire par pays (GW)

Pays	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Total
BG	0	0	0	0	0	0	1	1	2
CZ	0	0	0	0	0	2,4	1,2	1,2	4,8
EE	0	0	0	0,3	0	0	0	0	0,3
FI	0	1,6	0	1,2	0	0	0	0	2,8
FR	0	0	1,6	8	8	8	8	8	41,6
HU	0	0	0	2,4	0	0	0	0	2,4
PL	0	0	0	0	3	3	0	0	6
RO	0	0	0	1,44	0	0	0	0	1,44
SI	0	0	0	0	0	0	1,2	0	1,2
SK	0	0,47	0,47	0	0	0	0	0	0,94
UK	0	0	1,72	0	5	3,9	3,9	0	14,52

4.2. Les sources non renouvelables hors nucléaire

Le déploiement des centrales de sources non renouvelables (hors nucléaire) est contraint dans chaque pays en estimant qu'au plus 2 fois la capacité existante en 2016 peut être installée entre 2020 et 2050. Cette limite tient compte du fait qu'aucune demande électrique nationale ne double sur l'horizon. Les valeurs limites considérées sont décrites dans le Tableau 32 ci-dessous.

⁵² <https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/romania.aspx>,

Tableau 32- Valeurs limites par période (GW) des nouvelles installations de centrales utilisant des sources non renouvelables

Pays	Capacité fossile installée (GW)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Total
AT	4,96	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	1,49	10,43
BE	6,10	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	1,83	12,81
BG	9,13	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	19,18
CH	1,29	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	2,73
CZ	19,55	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	5,86	41,02
DE	88,29	26,49	26,49	26,49	26,49	26,49	26,49	26,49	185,4
DK	8,18	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	17,22
EE	1,66	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	3,5
ES	43,30	12,99	12,99	12,99	12,99	12,99	12,99	12,99	90,93
FI	9,62	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	20,16
FR	17,79	5,34	5,34	5,34	5,34	5,34	5,34	5,34	37,38
GR	13,09	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	3,93	27,51
HR	2,82	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	5,95
HU	6,48	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94	13,58
IE	6,77	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	2,03	14,21
IS	0,07	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,14
IT	34,95	10,48	10,48	10,48	10,48	10,48	10,48	10,48	73,36
LT	0,45	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,91
LU	0,14	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,28
LV	2,40	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	5,04
NL	32,78	9,83	9,83	9,83	9,83	9,83	9,83	9,83	68,81
NO	1,49	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	3,15
PL	37,50	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25	78,75
PT	6,22	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	13,09
RO	10,70	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	3,21	22,47
SE	4,22	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	8,89
SI	1,51	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	0,45	3,15
SK	3,34	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	7
UK	57,59	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	17,28	120,9

4.3. Le solaire

Pour le déploiement des capacités solaires, nous comparons dans un premier temps la valeur maximale de la capacité moyenne annuelle atteinte sur 5 années consécutives et la capacité maximale annuelle dans chaque pays. La capacité maximale d'installations solaires déployée en une année était de 9,54 GW en Italie en 2011 [121].

Tableau 33- Comparaison de la valeur moyenne maximale installée par période de 5 ans et de la valeur maximale annuelle installée

Pays	Capacité moyenne annuelle maximale atteinte sur 5 années consécutives (GW)	Capacité maximale annuelle observée depuis 2000 (GW)
AT	0,19	0,29
BE	0,57	0,97
BG	0,20	0,86
CH	0,29	0,33
CZ	0,37	1,26
DE	5,98	8,16
DK	0,16	0,39
EE	0,01	0,02
ES	0,83	2,89
FI	0,02	0,06
FR	1,22	1,96
GR	0,51	1,04
HR	0,01	0,02
HU	0,14	0,38
IE	0,00	0,01
IS	0,00	0,00
IT	3,54	9,54
LT	0,01	0,06
LU	0,02	0,03
LV	0,00	0,00
NL	0,76	1,62
NO	0,01	0,02
PL	0,11	0,27
PT	0,07	0,12
RO	0,27	0,72
SE	0,09	0,25
SI	0,05	0,09
SK	0,11	0,48
UK	2,21	4,07

Entre 2025 et 2035, nous contraignons dans chaque pays la capacité maximale installée dans chaque année de décision à 10 fois la capacité maximale annuelle observée dans le passé. A l'échelle annuelle, nous autorisons de fait une installation maximale moyenne correspondant à 2 fois la capacité maximale historique. Entre 2040 et 2050, les pays peuvent installer annuellement jusqu'à environ 3 fois le maximum annuel observé en Italie.

Tableau 34- Capacité maximale (GW) de solaire installable par période

Pays	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Total
AT	2,89	2,89	2,89	143,1	143,1	143,1	438,0
BE	9,72	9,72	9,72	143,1	143,1	143,1	458,5
BG	8,59	8,59	8,59	143,1	143,1	143,1	455,1
CH	3,33	3,33	3,33	143,1	143,1	143,1	439,3
CZ	12,62	12,62	12,62	143,1	143,1	143,1	467,2
DE	81,61	81,61	81,61	143,1	143,1	143,1	674,1
DK	3,85	3,85	3,85	143,1	143,1	143,1	440,9
EE	0,17	0,17	0,17	143,1	143,1	143,1	429,8
ES	28,90	28,90	28,90	143,1	143,1	143,1	516,0
FI	0,58	0,58	0,58	143,1	143,1	143,1	431,0
FR	19,60	19,60	19,60	143,1	143,1	143,1	488,1
GR	10,43	10,43	10,43	143,1	143,1	143,1	460,6
HR	0,15	0,15	0,15	143,1	143,1	143,1	429,8
HU	3,82	3,82	3,82	143,1	143,1	143,1	440,8
IE	0,10	0,10	0,10	143,1	143,1	143,1	429,6
IS	0,404	0,404	0,404	143,1	143,1	143,1	430,5
IT	95,39	95,39	95,39	143,1	143,1	143,1	715,5
LT	0,61	0,61	0,61	143,1	143,1	143,1	431,1
LU	0,34	0,34	0,34	143,1	143,1	143,1	430,3
LV	0,01	0,01	0,01	143,1	143,1	143,1	429,3
NL	16,19	16,19	16,19	143,1	143,1	143,1	477,9
NO	0,24	0,24	0,24	143,1	143,1	143,1	430,0
PL	2,75	2,75	2,75	143,1	143,1	143,1	437,6
PT	1,19	1,19	1,19	143,1	143,1	143,1	432,9
RO	7,20	7,20	7,20	143,1	143,1	143,1	450,9
SE	2,49	2,49	2,49	143,1	143,1	143,1	436,8
SI	0,85	0,85	0,85	143,1	143,1	143,1	431,9
SK	4,77	4,77	4,77	143,1	143,1	143,1	443,6
UK	40,73	40,73	40,73	143,1	143,1	143,1	551,5

4.4. L'éolien sur terre

La contrainte appliquée pour le déploiement des capacités d'éolien onshore estime qu'un rythme ambitieux de 2 fois la capacité annuelle historique est atteignable par l'ensemble des pays dès 2025. Nous fixons en outre une valeur seuil de 5 GW pour chaque période pour tous les pays n'atteignant pas cette valeur.

Tableau 35- Capacité maximale historique d'éolien terrestre installée (GW)

Pays	Capacité maximale installée en une année (GW)
AT	0,38
BE	0,26
BG	0,22
CH	0,02
CZ	0,05
DE	4,87
DK	0,31
EE	0,09
ES	3,10
FI	0,56
FR	1,93
GR	0,34
HR	0,09
HU	0,09
IE	0,53
IS	0,00
IT	1,35
LT	0,15
LU	0,06
LV	0,02
NL	0,40
NO	0,50
PL	1,05
PT	0,66
RO	0,95
SE	0,89
SI	0,00
SK	0,00
UK	1,76

Tableau 36- Capacité maximale (GW) d'éolien terrestre installable par période

Pays	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Total
AT	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	30
BE	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	30
BG	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	30
CH	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	30
CZ	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	30
DE	48,71	48,71	48,71	48,71	48,71	48,71	292
DK	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	30
EE	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	30

Pays	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Total
ES	30,98	30,98	30,98	30,98	30,98	30,98	186
FI	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60	5,60	34
FR	19,31	19,31	19,31	19,31	19,31	19,31	116
GR	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	30
HR	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	30
HU	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	30
IE	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32	5,32	32
IS	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	30
IT	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	13,54	81
LT	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	30
LU	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	30
LV	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	30
NL	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	30
NO	5,03	5,03	5,03	5,03	5,03	5,03	30
PL	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	10,50	63
PT	6,56	6,56	6,56	6,56	6,56	6,56	39
RO	9,51	9,51	9,51	9,51	9,51	9,51	57
SE	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	8,93	54
SI	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	30
SK	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	30
UK	17,65	17,65	17,65	17,65	17,65	17,65	106

4.5. L'éolien en mer

La capacité maximale d'éolien en mer historique installée par pays est donnée dans le Tableau 37. Le rythme de déploiement dans le modèle eTIMES-EU est contraint par un rythme considérant jusqu'en 2025 la capacité historique maximale déployée. A partir de 2030, pour les pays disposant d'un potentiel non nul, la capacité maximale annuelle est égale à la moitié du potentiel total (voir Tableau 14). Les valeurs de contrainte sont reprises dans le Tableau 38.

Tableau 37- Capacité maximale historique (GW) d'éolien en mer installée

Pays	Capacité maximale installée en une année (GW)
BE	0,33
DE	2,29
DK	0,44
ES	0,01
FI	0,04
IE	0,03

NL	0,60
SE	0,11
UK	1,69

Tableau 38- Capacité maximale (GW) d'éolien en mer installable par période

Pays	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Total
BE	0,23	1	1	1	1	1	5
DE	2,29	14	14	14	14	14	75
DK	0,44	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5	68
EE	0,00	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	3
ES	0,00	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	3
FI	0,04	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	53
FR	0,002	8	8	8	8	8	40
HR	0,00	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	13
IE	0,03	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	3
IT	0,00	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	13
LT	0,00	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	10
LV	0,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	7
NL	0,6	24	24	24	24	24	121
NO	0,00	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	19
PL	0,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	32
PT	0,00	1,69	1,69	1,69	1,69	1,69	8
RO	0,00	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	23
SE	0,11	15,5	15,5	15,5	15,5	15,5	78
UK	1,69	52	52	52	52	52	263

4.6. La ressource hydraulique

Les valeurs du potentiel total considérées correspondent à celles du modèle JRC-TIMES 2013 [106]. Le potentiel restant mobilisable est réparti uniformément sur la période de 2020 à 2050.

Tableau 39- Capacité maximale (GW) de centrales hydroélectriques installables par période

Pays	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Total
AT	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	4,41
BE	0	0	0	0	0	0	0	0

Pays	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Total
BG	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	4,2
CH	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	0,38	2,66
CZ	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,28
DE	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,28
DK	0	0	0	0	0	0	0	0
EE	0	0	0	0	0	0	0	0
ES	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	2,46	17,22
FI	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,84
FR	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	1,37	9,59
GR	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	7,28
HR	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,42
HU	0	0	0	0	0	0	0	0
IE	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,14
IS	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	4,2
IT	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	3,99
LT	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,14
LU	0	0	0	0	0	0	0	0
LV	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,28
NL	0	0	0	0	0	0	0	0
NO	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	2,14	14,98
PL	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	3,22
PT	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	7,7
RO	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	1,38	9,66
SE	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	16,1
SI	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,56
SK	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,84
UK	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,14

4.7. La ressource géothermique

Le potentiel total de la ressource géothermique est défini à partir des données du JRC-EU-TIMES 2013. La contrainte exprimée décrit une limite sur l'activité maximale annuelle des centrales géothermiques. Le rythme de déploiement est fixé à 2 GW installés au maximum au cours de chaque période.

Tableau 40- Contrainte sur l'activité maximale annuelle (PJ) des centrales géothermiques

Pays	Limite sur l'activité annuelle (PJ)
BG	2,52
CZ	24
DE	20,52
ES	34,78

HU	2,16
IT	26,17
PL	12,6
PT	1,08
SK	0,21

4.8. La bioénergie

Les nouvelles capacités de bioénergie sont calibrées à partir des valeurs historiques de nouvelles installations provenant de l'IRENA. Le Tableau 41 ci-dessous donne les rythmes de déploiement en GW des nouvelles capacités. Ces valeurs sont calculées par rapport à la capacité maximale installée en une année.

Tableau 41- Capacité maximale (GW) de centrales de bioénergie installables par période

Pays	Incrément historique annuel maximal (GW)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Total
AT	0,98	2,94	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	61,7
BE	0,44	1,32	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	28
BG	0,28	0,84	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	18
CH	0,05	0,15	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	3
CZ	0,17	0,51	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	11
DE	1,27	4,38	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	92
DK	0,97	2,91	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7	61
EE	0,19	0,57	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	12
ES	0,28	0,84	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	18
FI	0,44	1,32	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	28
FR	0,42	1,26	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	26
GR	0,03	0,09	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	2
HR	0,05	0,15	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	3
HU	0,44	1,32	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	28
IE	0,06	0,18	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	4
IS	0,00	0	0	0	0	0	0	0	0
IT	1,04	3,12	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	10,4	66
LT	0,04	0,12	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	3
LU	0,02	0,06	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1
LV	0,07	0,21	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	4
NL	0,23	0,69	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	14
NO	0,12	0,36	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	8
PL	0,59	1,77	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	37
PT	0,29	0,87	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	18

Pays	Incrément historique annuel maximal (GW)	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Total
RO	0,09	0,27	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	6
SE	1,76	5,28	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	17,6	111
SI	0,07	0,21	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	4
SK	0,13	0,39	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	8
UK	2,96	8,88	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	186

4.9. Les centrales marines

La contrainte de déploiement limite à 1 GW la capacité maximale installée par période de 5 ans dans les pays où la ressource marine est exploitable.

Tableau 42- Capacité maximale (GW) de centrales marines installable par période

Pays	2025	2030	2035	2040	2045	2050
BE	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
BG	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
DK	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
ES	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
FI	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
FR	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
GR	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
HR	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
IE	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
IT	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
LT	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
NL	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
NO	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
PL	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
PT	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
RO	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
SE	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
UK	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Ces différentes hypothèses économiques et techniques formulées définissent le cadre de l'évolution du système électrique étudié dans les deux sections suivantes. Nous y présenterons

d'abord les apports d'une décomposition temporelle plus fine que la représentation classique sur 12 pas de temps puis nous proposerons une discussion sur des résultats de l'évolution du système dans le scénario de référence sur les 64 pas de temps du modèle eTIMES-EU.

II- Apports de la décomposition temporelle

A l'échelle européenne, le modèle JRC-EU-TIMES propose une représentation annuelle du système énergétique sur 12 timeslices. Cette décomposition comprend 4 saisons et 3 périodes sur les 24 heures journalières correspondant à la journée, la nuit et la période de pic [106]. Le choix d'un nombre de pas de temps réduit permet notamment de réduire le coût du calcul pour le problème généré. Le modèle JRC-EU-TIMES représente en effet de manière détaillée tous les secteurs de la demande énergétique. Pour le système électrique cependant, l'utilisation d'un nombre de pas de temps réduit dans les modèles de planification à long-terme donne une représentation très agrégée de la ressource renouvelable variable. Les valeurs moyennes prises sur de longues périodes au cours de l'année rendent moins compte de l'intermittence de la ressource et de sa disponibilité, ce qui peut impacter les décisions optimales [197].

Dans cette partie, nous évaluons sur la période 2016-2050, les niveaux d'investissement et l'évolution des capacités installées dans le scénario de référence pour une caractérisation sur 12 timeslices (BASE_12TS) puis sur 64 timeslices (BASE) de la disponibilité solaire, éolienne, hydraulique, de même que les niveaux de demande (électricité, chaleur, véhicule électrique).

1. Construction d'une représentation sur 12 pas de temps

La méthodologie employée ici consiste à construire l'équivalent sur 12 pas de temps du modèle eTIMES-EU initialement défini sur 64 pas de temps. Ainsi, la topologie du modèle ne change pas (64 pas de temps par année) mais sur certaines périodes les valeurs sont remplacées par une valeur moyenne. Cette valeur moyenne est calculée en fonction de la période de la journée. Les périodes P1, P2, P8 correspondant à l'intervalle horaire [21h, 6h[sont assimilées à **la nuit**, les périodes P3, P4, P5, P6 pour l'intervalle horaire [6h, 18h[représentent **la journée** et la période P7 correspond **au pic**. Dans chaque saison, une valeur moyenne unique est considérée pour les pas de temps correspondant à chacune des périodes (journée, nuit, pic). On définit au total 12 valeurs

distinctes dans le modèle en lieu des 64 initiales. Ce recalibrage est entrepris pour les facteurs de capacité solaire, éolien et hydraulique. De même, une nouvelle estimation de la fraction de la capacité de réserve et un nouveau profil de la courbe de charge des demandes d'électricité (véhicule électrique et autres demandes), de chaleur ont été déterminés.

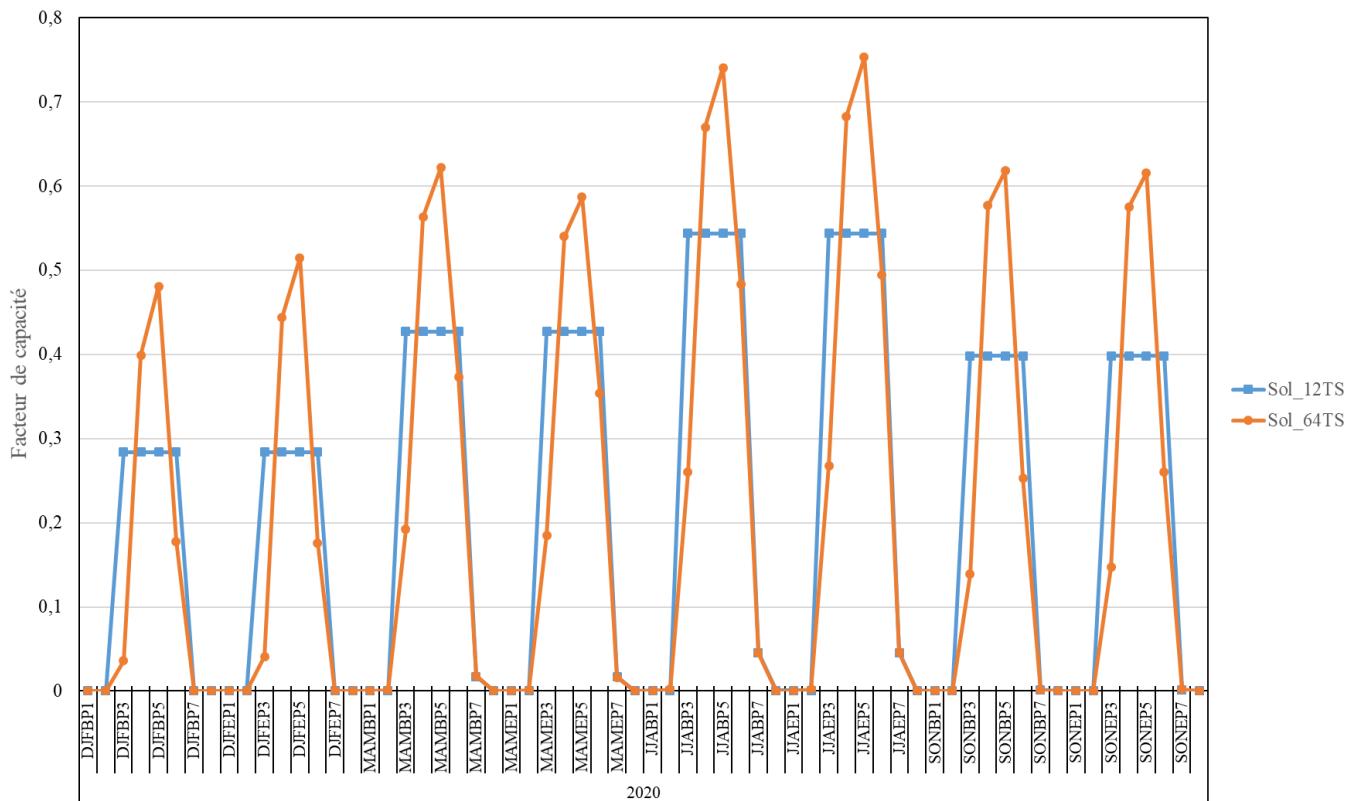


Figure 50- Facteurs de capacité solaire au Portugal pour une caractérisation sur 64 timeslices (en orange) et sur 12 timeslices (en bleu) sur la période 2020-2050

On remarque sur la Figure 50 les effets combinés de surestimation et de sous-estimation de la disponibilité solaire sur certains pas de temps. Au cours de la journée, par rapport à la caractérisation sur 64 pas de temps, la disponibilité sur la période P3 et la période P6 est systématiquement surestimée pour une caractérisation sur 12 pas de temps. A l'échelle de l'ensemble des pays, la sous-estimation maximale des valeurs sur 12 timeslices est de 75% et la surestimation maximale est de 2400%.

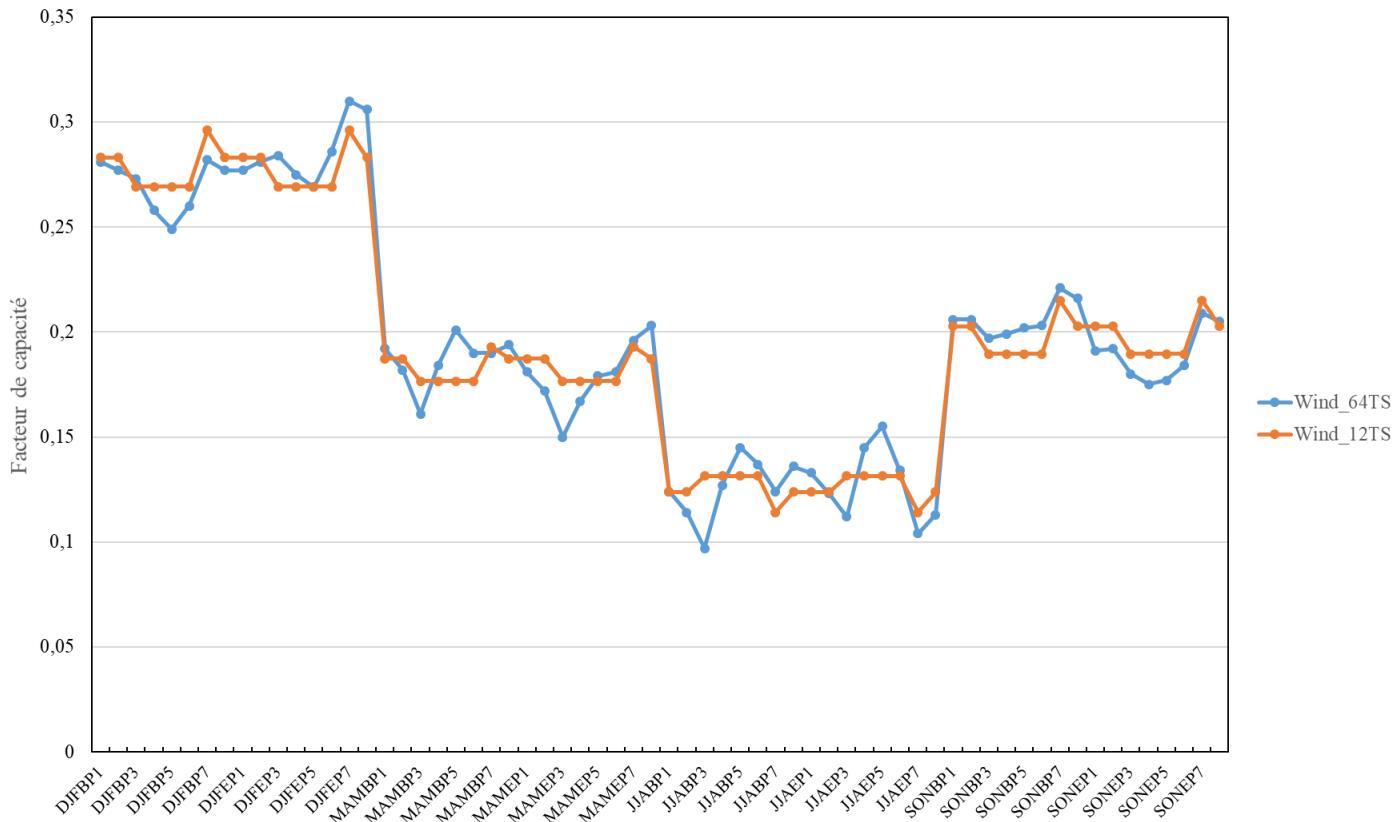


Figure 51- Facteurs de capacité éolien en Allemagne pour une caractérisation sur 64 timeslices (en orange) et sur 12 timeslices (en bleu) sur la période 2020-2050

L'effet de la moyenne est moins marqué dans le cas de l'éolien que dans le cas du solaire (Figure 51). Certaines périodes sont comme précédemment, systématiquement surestimées ou sous-estimées. Ici, la surestimation maximale de la représentation sur 12 timeslices par rapport à celle sur 64 timeslices est de 40% et la sous-estimation maximale est d'environ 45%.

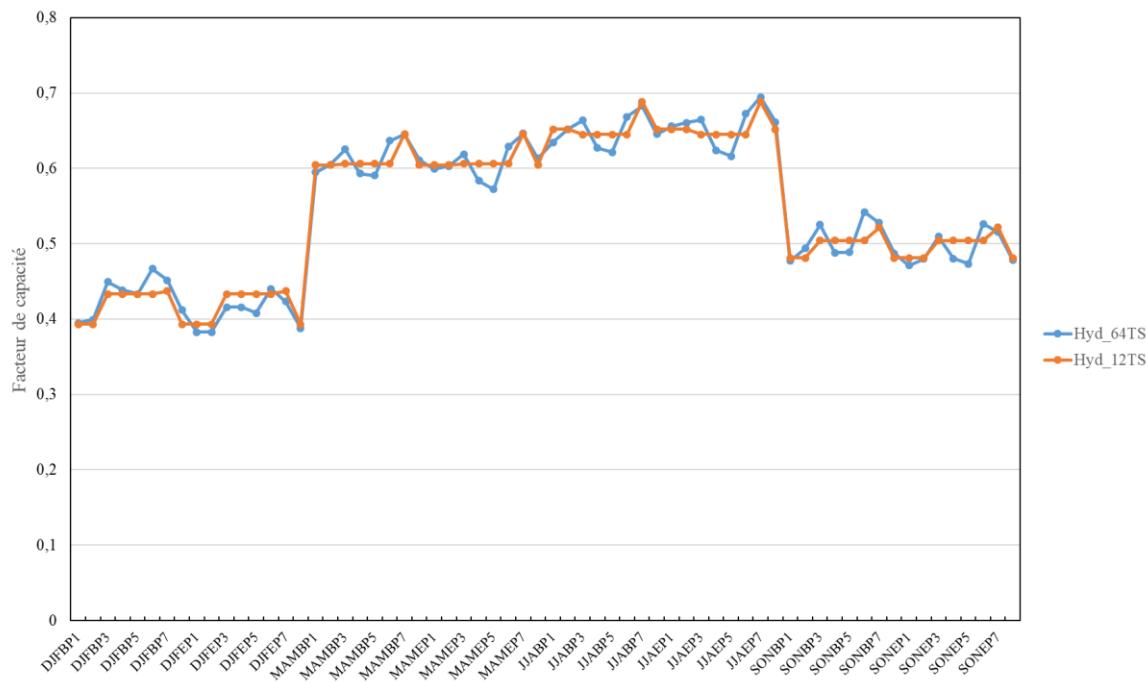


Figure 52- Facteurs de capacité pour l'hydraulique fil de l'eau en Autriche pour une caractérisation sur 64 timeslices (en orange) et sur 12 timeslices (en bleu) sur la période 2020-2050

2. Résultats de la comparaison

2.1. L'opération du système électrique

Dans la production d'électricité pour satisfaire la demande, la comparaison effectuée sur la période 2020-2050 montre une surcapacité nette installée dans le modèle construit sur 12 pas de temps allant jusqu'à plus de 80 GW en 2045. Il est intéressant d'observer le trade-off des capacités entre les deux scénarios pour un volume équivalent de demande finale. Le surplus de capacité est principalement apporté par le solaire qui est préféré aux autres sources renouvelables. On remarque également une plus faible capacité de stockage (-20%) par batteries, traduisant un besoin réduit en termes de flexibilité.

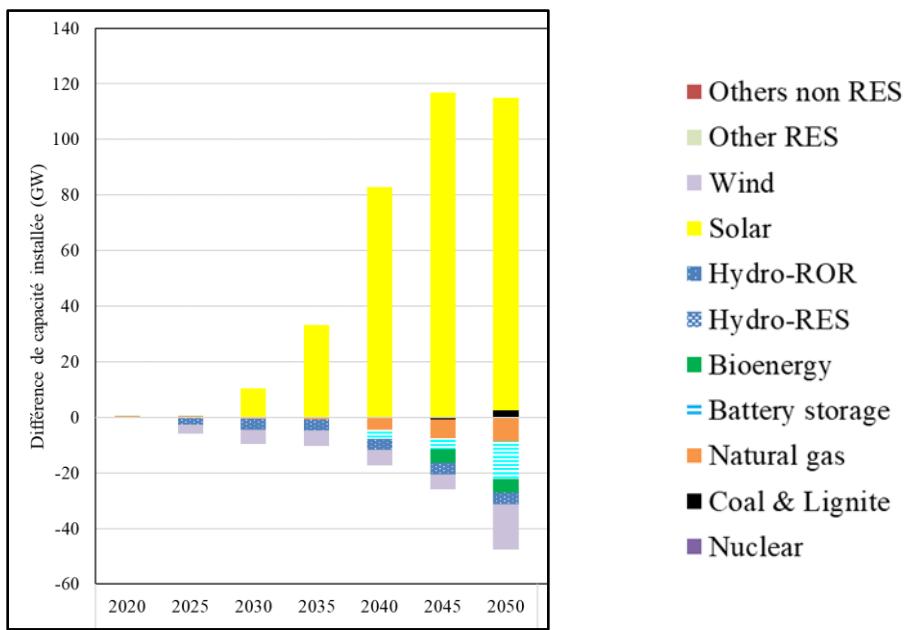


Figure 53- Différence de capacités installées entre les scénarios BASE_12TS et BASE_64TS

Au cours des différentes saisons en 2050, la production de gaz naturel dans le scénario BASE_12TS est moindre par rapport à celle du scénario BASE. Cette réduction de la production est plus importante pendant l'été où elle atteint 21%. A contrario, la production à partir du charbon est plus élevée dans le scénario BASE_12TS au cours des différentes saisons. La considération d'un nombre réduit de pas de temps augmente le crédit de la production solaire qui a une plus grande contribution dans l'équilibre offre-demande dans les zones ALP, IBE et SEE.

Tableau 43- Différence de production (TWh) en 2050 entre le scénario BASE_12TS et le scénario BASE dans les régions du modèle

	Nuclear	Coal & Lignite	Natural gas	Bioenergy	Hydro	Solar	Wind
ALP	0,0	0,0	-19,5	-4,4	-0,9	61,6	0,1
BIS	0,0	0,0	4,3	-3,4	0,0	0,0	-3,2
CEE	0,0	19,7	-0,1	-24,6	0,0	9,6	0,7
CWE	0,0	0,0	-50,6	0,0	-6,9	-7,2	5,8
IBE	0,0	0,0	2,9	0,0	-10,7	56,3	-31,3
NEE	0,0	0,0	0,0	1,1	-0,2	0,0	-0,4
NWN	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,7	3,4	-4,5
SEE	-2,5	-0,2	-1,6	-0,3	-1,2	10,2	-5,4

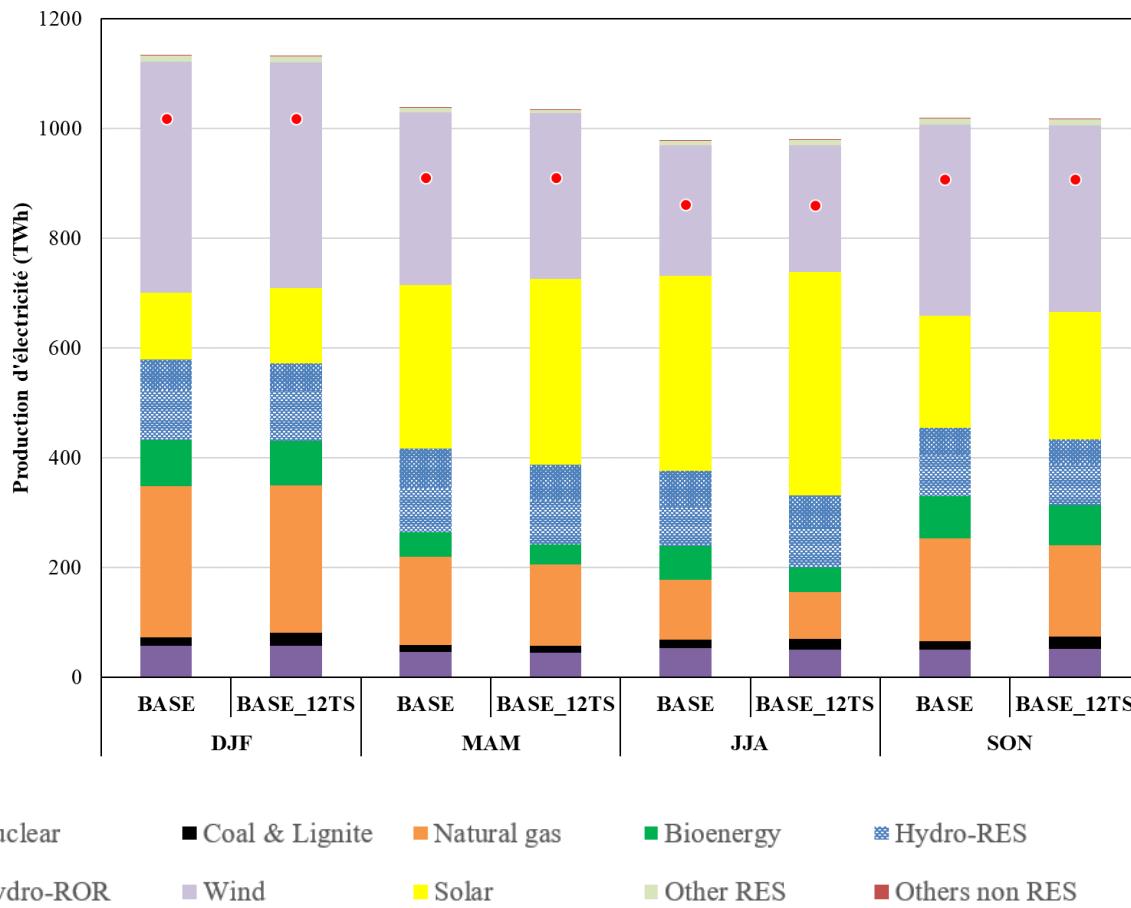


Figure 54- Production d'électricité au cours des différentes saisons dans les scénarios BASE_12TS et BASE en 2050

En portant cette analyse à une échelle plus fine, on remarque en 2050 en Espagne au cours de l'été, des dynamiques de puissance équivalente de production solaire très variées dans les deux scénarios. Ces dernières impactent directement le profil d'utilisation du stockage et sur certaines périodes celui de la ressource hydraulique. On observe globalement une production moins flexible dans le scénario BASE_12TS et des niveaux de production constants sur plusieurs périodes. Le solaire représentant une ressource stratégique pour l'Espagne, cette différence de crédit de la capacité dans les deux scénarios peut notamment impacter les décisions de long terme et appelle à une vigilance dans la lecture des résultats.

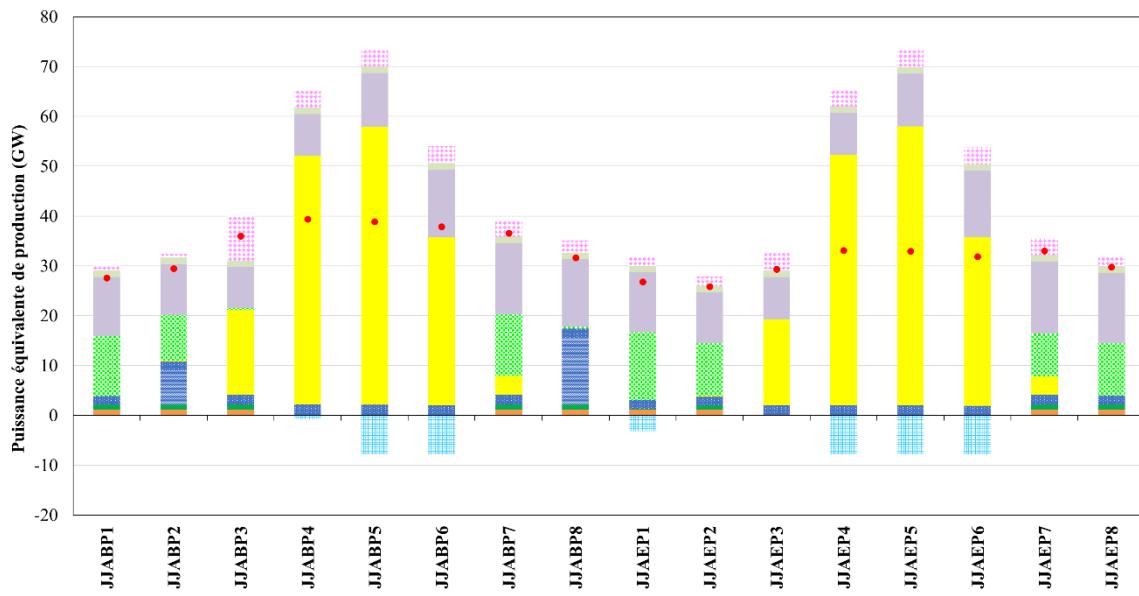


Figure 55- Puissance équivalente de production en Espagne en été dans le scénario BASE en 2050

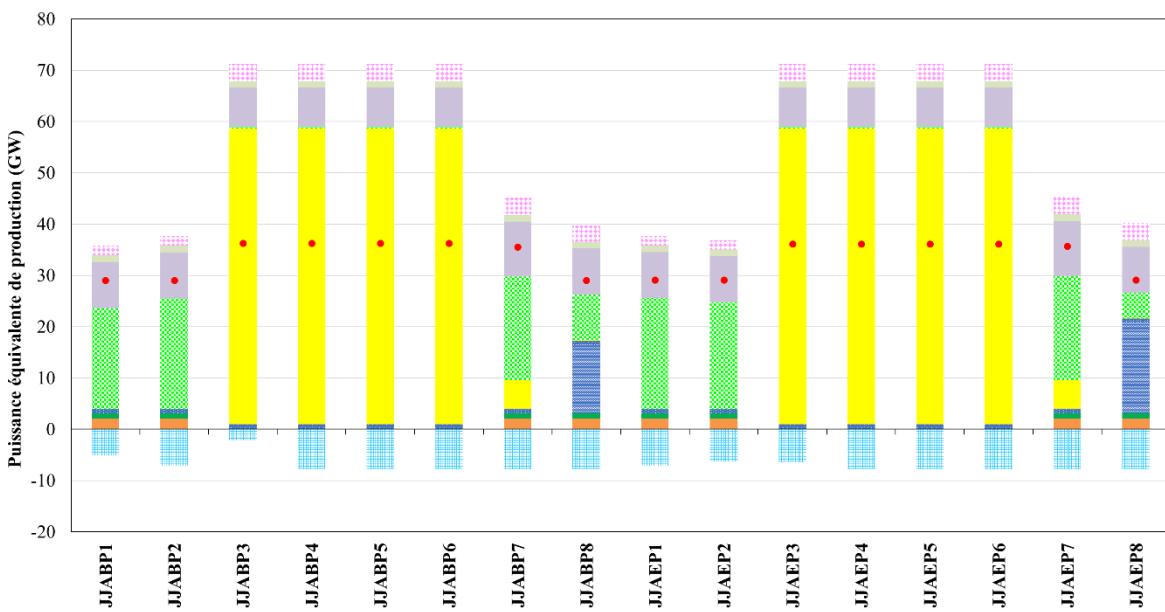


Figure 56- Puissance équivalente de production en Espagne en été dans le scénario BASE_12TS en 2050



2.2. L'évolution des flux d'investissements

La Figure 57 présente la différence des flux d'investissements annuels du scénario de référence pour une caractérisation de chaque année en 12 timeslices (BASE_12TS) contre une caractérisation en 64 timeslices (BASE). Ces flux d'investissements résultent des choix technologiques du modèle réalisés à partir des coûts décrits en annexe IV-. Le modèle MALRKAL-TIMES fonctionne à partir de CAPEX et d'OPEX et il est intéressant d'étudier les flux annualisés d'investissement sur la période d'étude. On observe un surinvestissement solaire d'au moins 5 milliards d'€₂₀₁₆ sur chaque période à partir de 2040. Il prend cependant diverses dynamiques pour les groupes de régions. Sur tout l'horizon, la zone ALP est celle dans laquelle on observe les plus fortes différences d'investissements dans les deux scénarios.

Tableau 44- Différence des flux d'investissements annuels en milliards d'€ dans le scénario BASE_12TS par rapport au scénario BASE dans les groupes de régions

Années	ALP	BIS	CEE	CWE	IBE	NEE	NWN	SEE
2020	0,00	0,00	0,00	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00
2025	0,00	0,08	-0,10	0,03	-0,50	0,00	0,00	-0,55
2030	0,00	-0,04	0,00	-0,42	-0,44	0,08	0,04	-0,24
2035	0,65	-0,04	0,01	-0,51	0,31	0,08	0,05	-0,34
2040	0,97	-0,04	0,12	1,05	0,38	-0,01	0,08	-0,08
2045	1,45	-0,16	0,52	0,76	0,30	0,02	0,20	0,02
2050	2,35	-0,15	0,35	-1,01	-0,04	0,02	0,01	-0,06

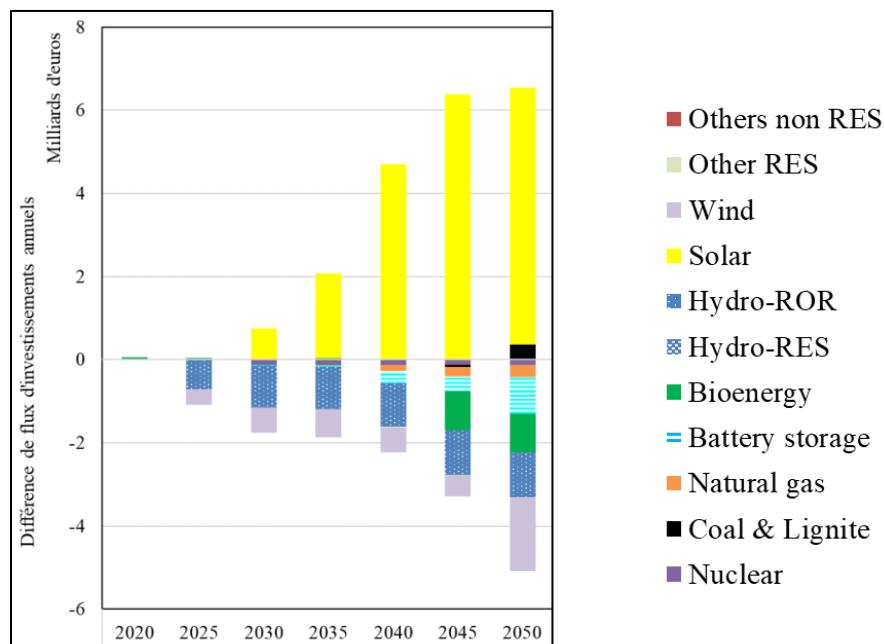


Figure 57- Différence des flux d'investissements dans le scénario BASE_12TS par rapport au scénario BASE_64TS

Ces différents résultats de la comparaison des deux scénarios équivalents dans les hypothèses considérées, montrent pour l'évaluation du long terme l'impact de la désagrégation temporelle sur l'équilibre offre-demande sur chaque pas de temps et les décisions d'investissement. Pour les régions fortement ensoleillées en particulier, l'augmentation du crédit solaire peut amener à sous-estimer le besoin global de flexibilité requis par le système.

Dans ce qui suit, nous présentons les résultats du modèle eTIMES-EU construit sur 64 pas de temps.

III- Le système électrique dans le scénario de référence

1. L'évolution du mix de production

1.1. A l'échelle globale

Dans ce scénario de référence où la seule ambition environnementale est traduite par une taxe CO₂ qui se stabilise à 35€ la tonne dès 2030, l'évolution du mix entre 2016 et 2050 est caractérisée par des dynamiques contrastées au niveau des énergies fossiles d'une part et des renouvelables de l'autre. Les différentes annonces de sortie du charbon entraînent un quasi-

abandon de la ressource en fin d'horizon. Le nucléaire occupe également une place moins importante dans le mix électrique en 2050. La part globale des ressources fossiles passe de 38% dans l'année de base à 19 % en 2050. Le solaire et l'éolien augmentent sensiblement leur part dans le mix de production, passant respectivement de 3 et 9% en 2016 à 23 et 32% en 2050. L'hydraulique et la bioénergie gardent des parts à peu près constantes en fin d'horizon par rapport à 2016. En 2030 et 2040, les parts de renouvelables dans le mix électrique sont respectivement de 48% et 64%. En 2050, cette part monte à 76%.

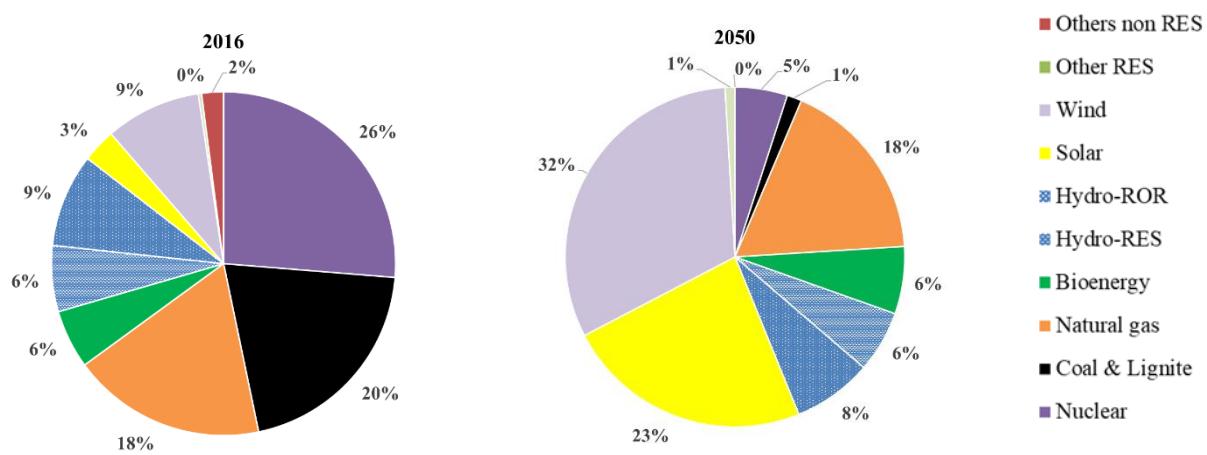


Figure 58- Part des différents moyens de production dans la fourniture globale d'électricité

Le Tableau 45 ci-dessous présente les parts respectives des sources renouvelables dans les mix par zone en 2016, 2030 et 2050. Les zones IBE et NWN maintiennent leur avance par rapport aux autres zones en 2050. On note néanmoins une nette progression dans la zone NEE en 2050 par rapport à l'année de base.

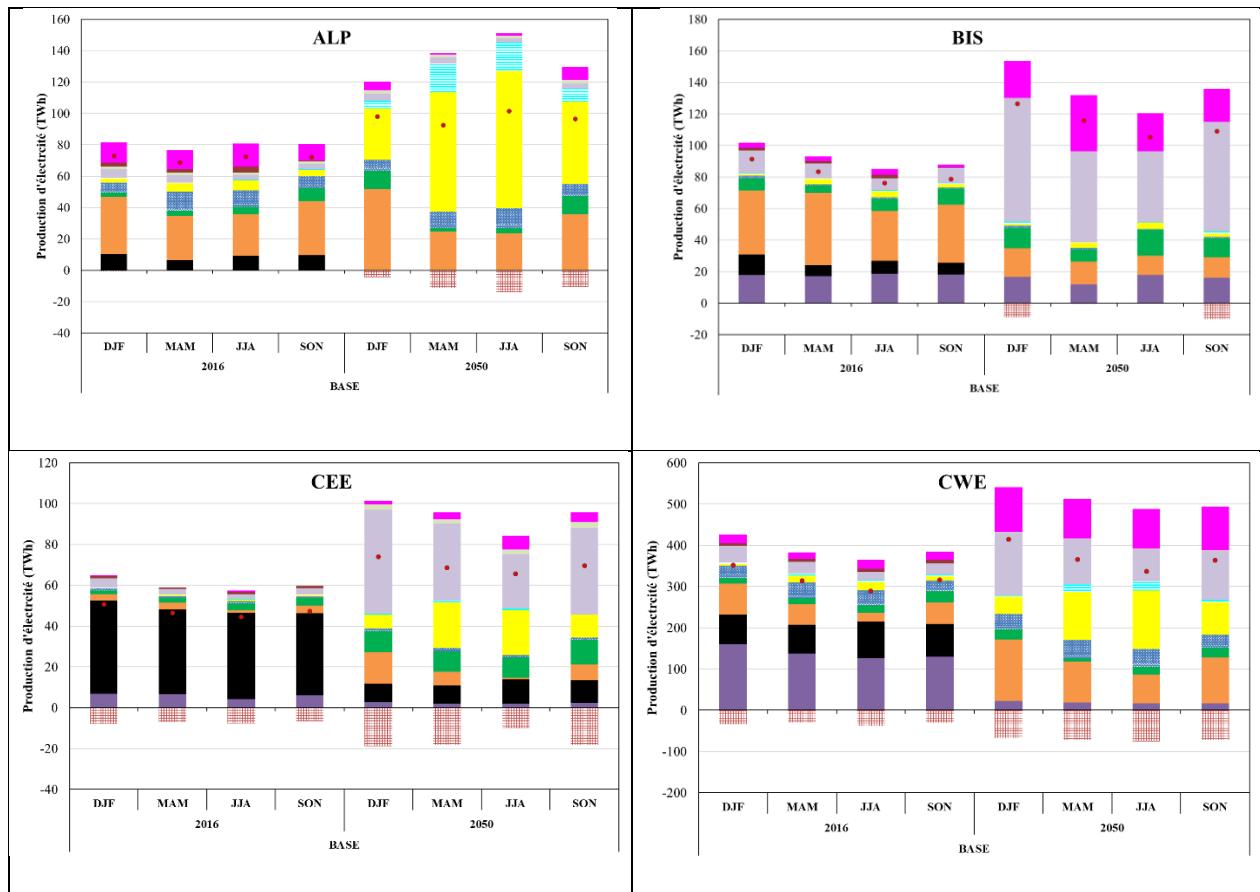
Tableau 45- Part de renouvelable dans les mix des différents groupes de régions

Zone / Période	2016	2030	2050
ALP	36%	40%	71%
BIS	24%	48%	72%
CEE	12%	30%	77%
CWE	25%	39%	68%
IBE	42%	64%	90%
NEE	34%	54%	84%
NWN	72%	79%	96%

Zone / Période	2016	2030	2050
SEE	30%	40%	67%

1.2. L'équilibre offre-demande

La Figure 59 ci-contre montre la répartition par saison de la production dans les différents groupes de régions en 2016 et 2050. Le stockage d'électricité comprend le stockage par batteries et les STEP. La forte pénétration du renouvelable en 2050 s'accompagne d'une plus grande utilisation du stockage, principalement dans les régions fortement ensoleillées ALP, IBE et SEE. On note également une réduction de la production des sources dispatchables dans les régions où l'association solaire+stockage est réalisée. L'augmentation de la production solaire semble également être corrélée avec l'augmentation des exports d'électricité dans les zones ALP, IBE et SEE principalement. Dans la zone NEE, les imports réduisent le besoin de production interne d'électricité en fin d'horizon.



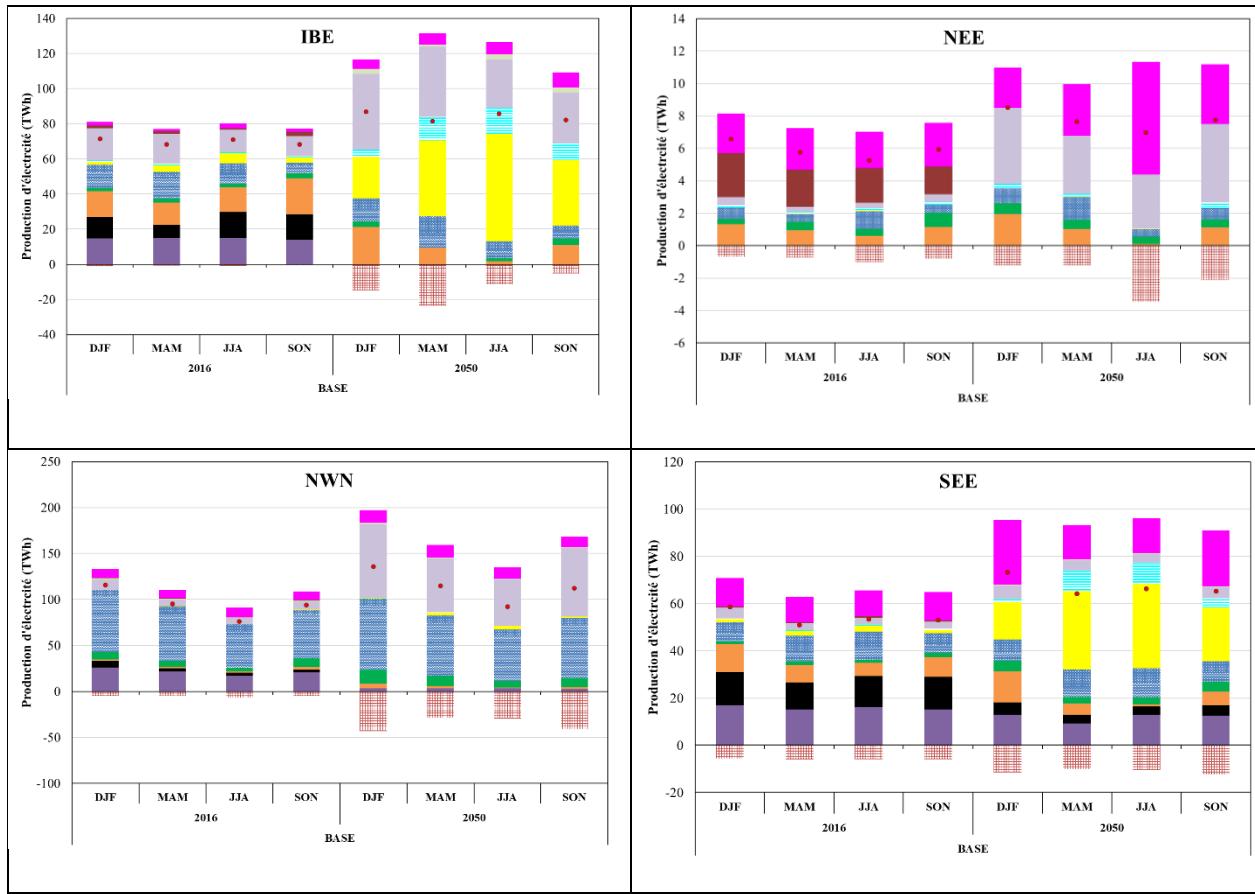


Figure 59- Production d'électricité en 2016 et en 2050 dans chacune des zones dans le scénario de référence

1.3. A l'échelle des pays

A l'échelle des pays, le gaz naturel apparaît comme l'alternative privilégiée dans les pays où de profonds changements sont anticipés dans le mix. C'est le cas notamment en Belgique et en Allemagne où les politiques de fermeture des centrales nucléaires et charbon entraînent un accroissement de la part du gaz naturel.

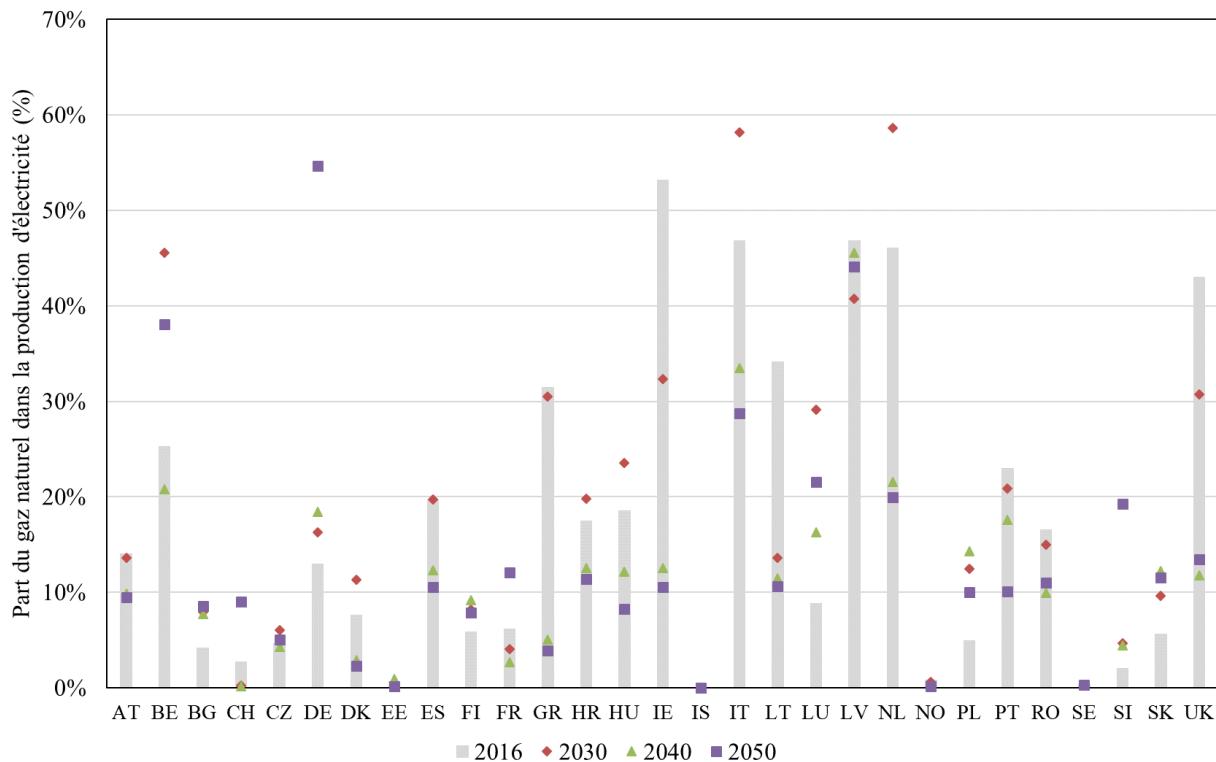


Figure 60- Part du gaz naturel dans la production d'électricité en 2016, 2030, 2040 et 2050 dans le scénario de référence

En Pologne et en République tchèque, la ressource éolienne porte sa part dans le mix de production en fin d'horizon à respectivement 46% et 39%. Les centrales éoliennes fournissent également en 2050 une bonne part de la production électrique totale au Royaume-Uni (56%), au Danemark (83%) et en Suède (55%). Les pays fortement ensoleillés (PT, ES, GR) intègrent sur la période étudiée des quantités croissantes de production solaire. Entre 2016 et 2050, la production totale de la ressource dans ces trois pays est multipliée par 12.

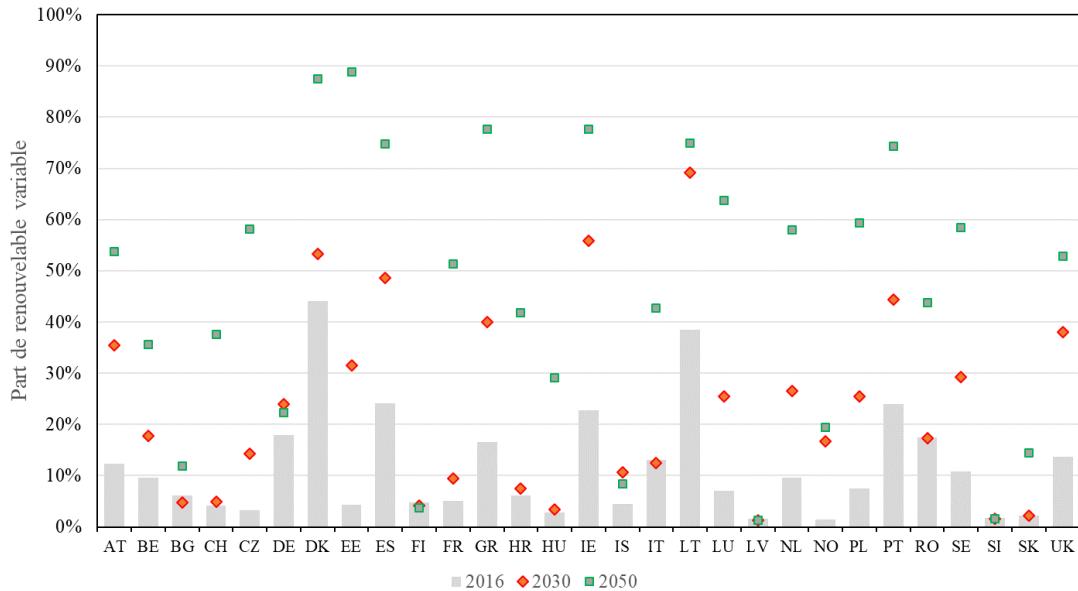


Figure 61- Evolution de la part de renouvelable variable dans la production électrique dans le scénario de référence

2. Focus sur des pays particuliers

Dans les analyses ci-dessus, nous avons exploré une évolution du scénario de référence à différentes échelles géographiques. Nous nous proposons dans cette partie de réaliser une discussion de l'évolution des mix français et italien à l'horizon 2050.

La France

Face à la baisse de la production nucléaire, le pays recourt à la production éolienne et aux importations pour la satisfaction de sa demande durant la période hivernale. Le volume total importé en 2050 représente un peu moins de 14% de la demande électrique du pays. On note en outre par rapport à l'année de base, une surproduction printanière et estivale plus importantes, associées à une forte utilisation du stockage et de gros volumes d'exportation au cours de ces périodes.

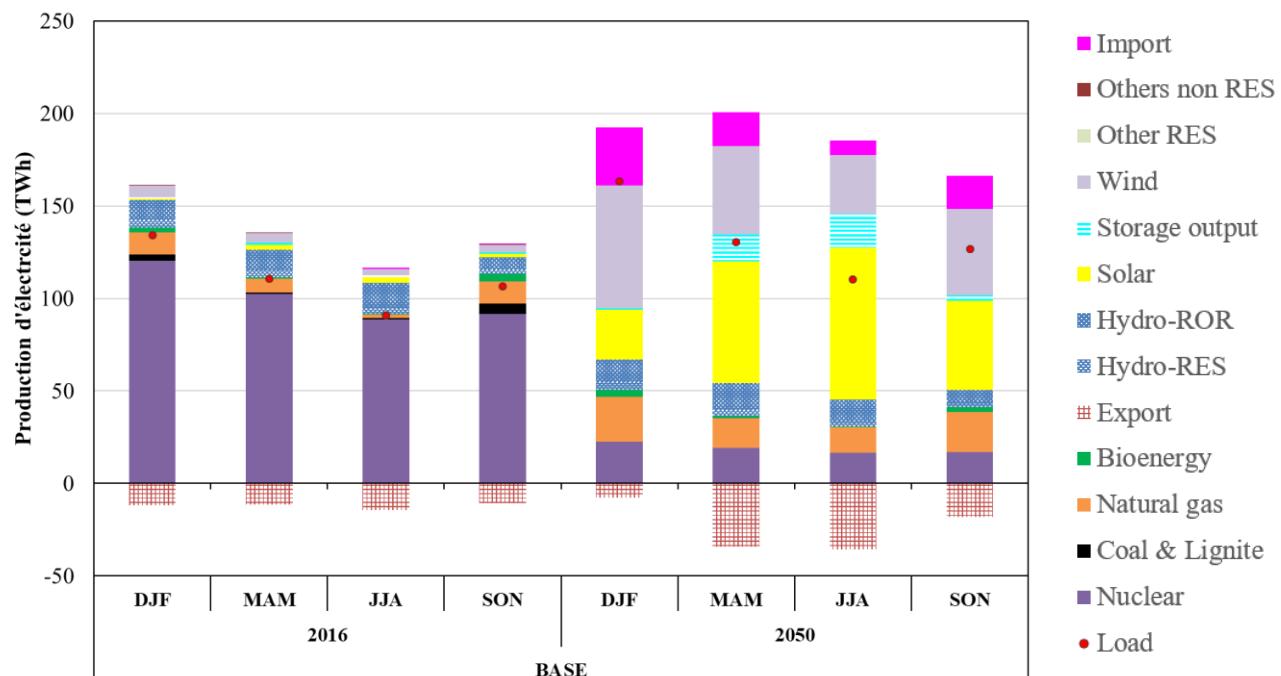


Figure 62- Production d'électricité par saison en France en 2016 et en 2050

Le découpage temporel choisi permet également de regarder plus finement au cours de ces saisons le comportement du système électrique.

Au cours de la saison hivernale (voir Figure 64), on remarque une utilisation quasi-nulle des options de stockage et une forte flexibilité apportée par les interconnexions. Ces dernières assurent notamment la satisfaction de la demande au plus haut de la consommation annuelle. La majorité de l'électricité importée provient du Royaume-Uni. La forte production solaire au cours de la journée alimente les exports et la production éolienne demeure relativement constante. Le nucléaire et le gaz naturel constituent les productions non-renouvelables de base du système. Les deux formes de production fournissent entre 36% et 44% de la demande au cours des différents pas de temps en 2050 contre au moins 95% en début d'horizon.

Au cours de l'été, la part des importations reste constante et la surproduction solaire au cours de la journée est soit stockée pour être utilisée durant la nuit soit directement exportée. On note une dépendance moindre aux importations par rapport à la période hivernale. Globalement, le scénario de référence dépeint une évolution du mix français d'un statut d'exportateur net vers un statut d'importateur d'électricité en 2050.

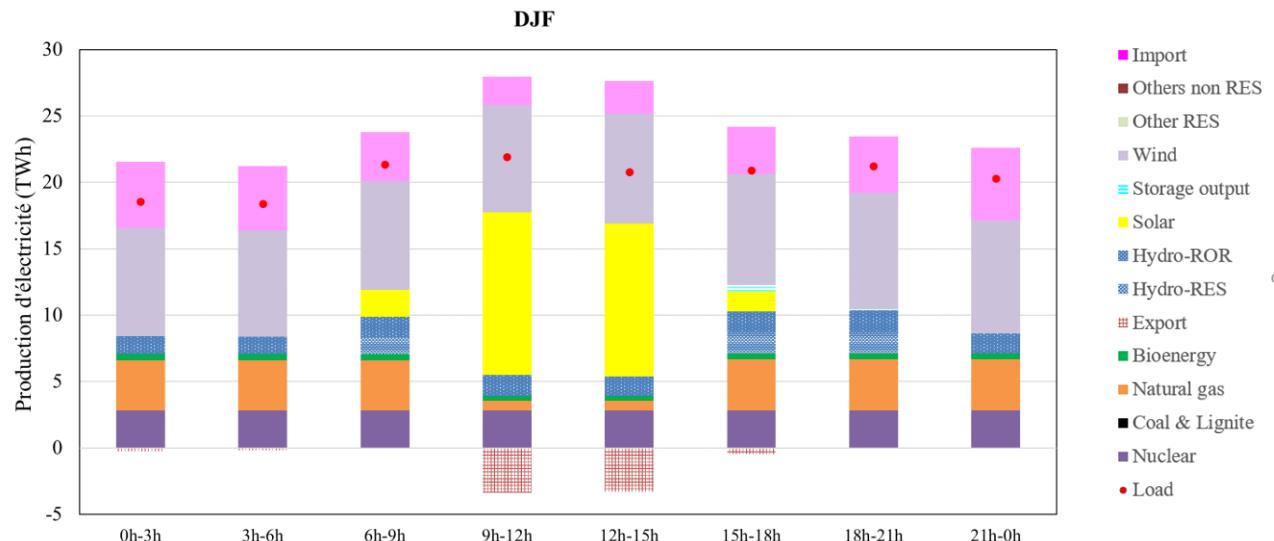


Figure 64- Production électrique en France en 2050 en hiver dans le scénario de référence représentée sur les 8 pas de temps de la journée

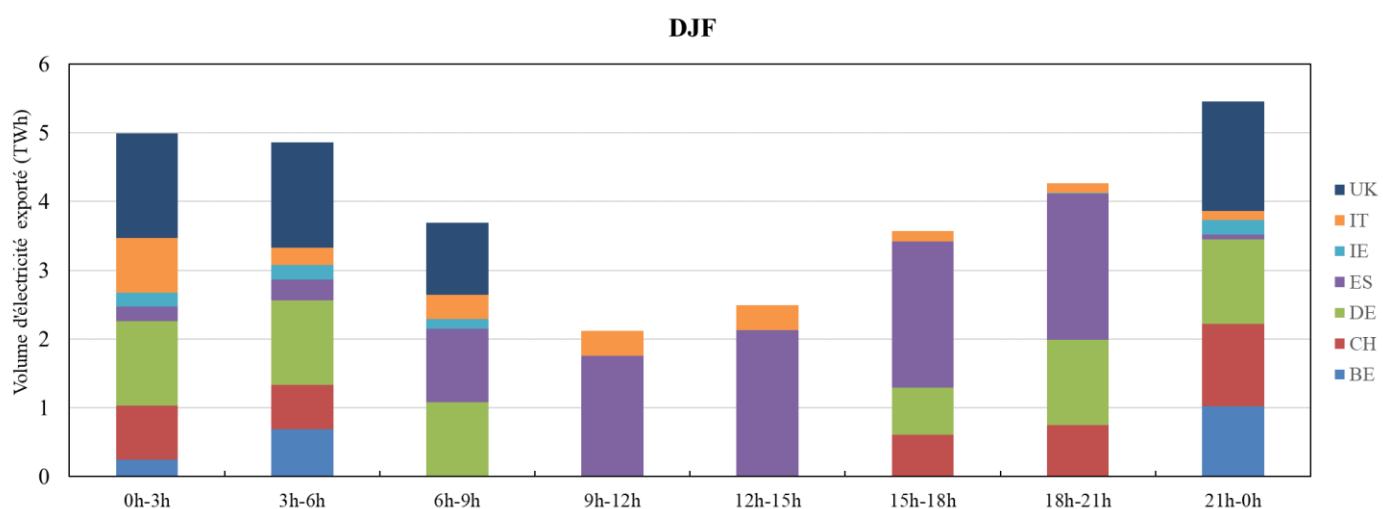


Figure 63- Répartition des imports journaliers de la France en 2050 en hiver dans le scénario de référence représentée sur les 8 pas de temps de la journée

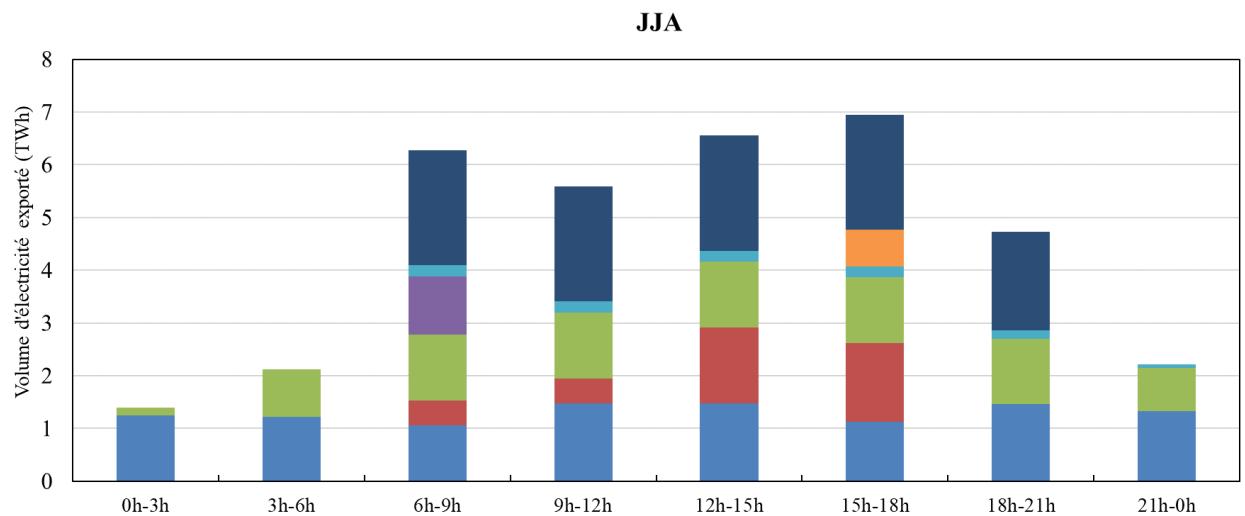


Figure 65- Répartition des exports journaliers de la France en 2050 en été dans le scénario de référence représentée sur les 8 pas de temps de la journée

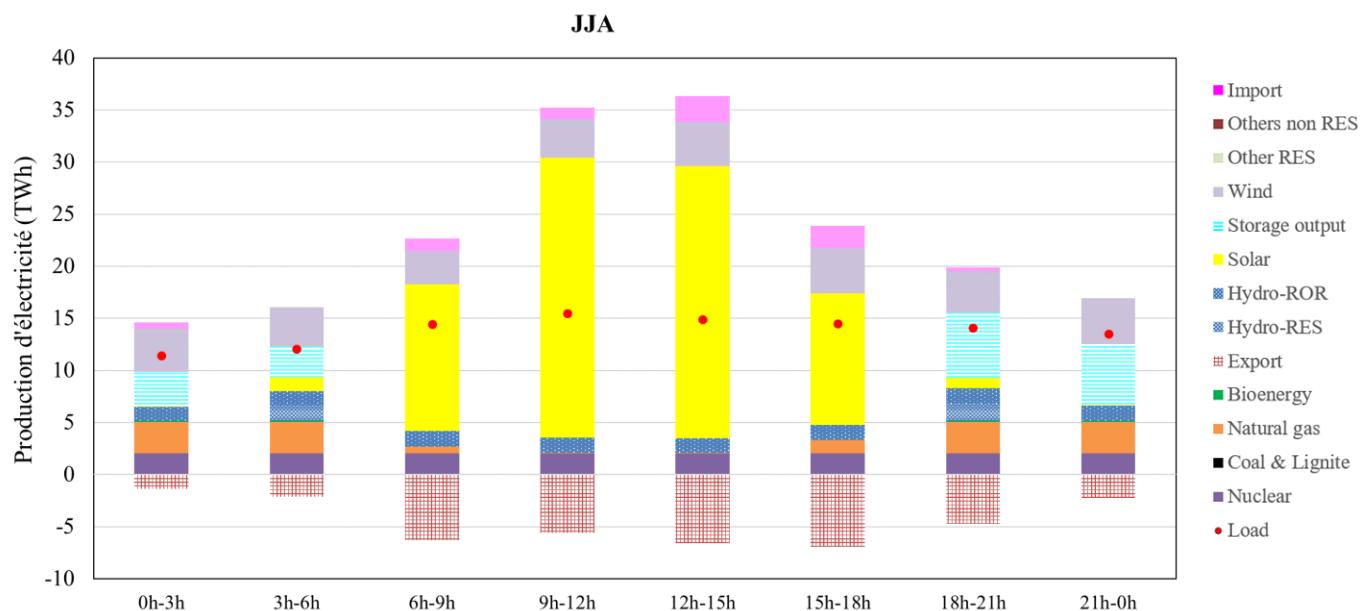


Figure 66- Production électrique en France en 2050 en été dans le scénario de référence représentée sur les 8 pas de temps de la journée

L'Italie

Le mix italien intègre en 2050 une plus grande part de capacités solaires assurant une bonne partie de la satisfaction des besoins tout au long de l'année et aussi l'export grâce à la surproduction. La production repose en outre en grande partie sur l'utilisation du gaz naturel.

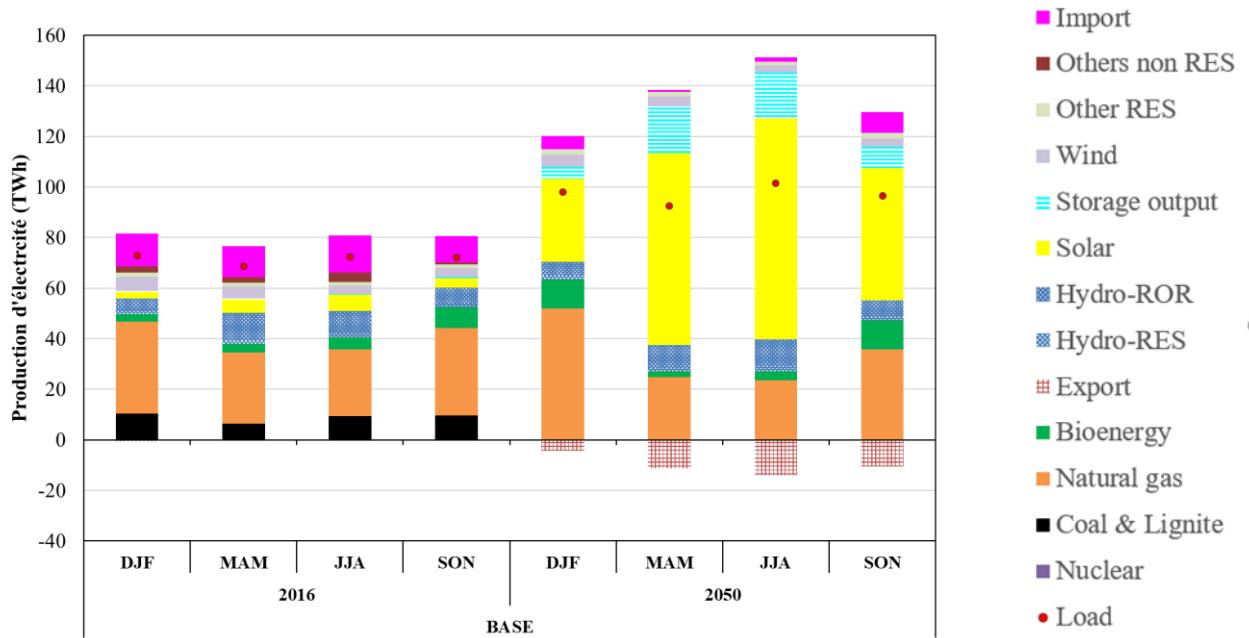


Figure 67- Production d'électricité par saison en Italie en 2016 et en 2050

Le stockage est très peu utilisé pendant la période hivernale. Le surplus de production au cours de la journée est principalement exporté et le pays recourt aux importations en fin de journée. On remarque l'effet tampon de la Suisse qui importe l'électricité italienne et la lui restitue pour satisfaire sa demande. Par rapport à l'année de base, le volume d'import de l'Italie à partir de la Suisse est réduit de 86% et il augmente de 192% avec l'Autriche.

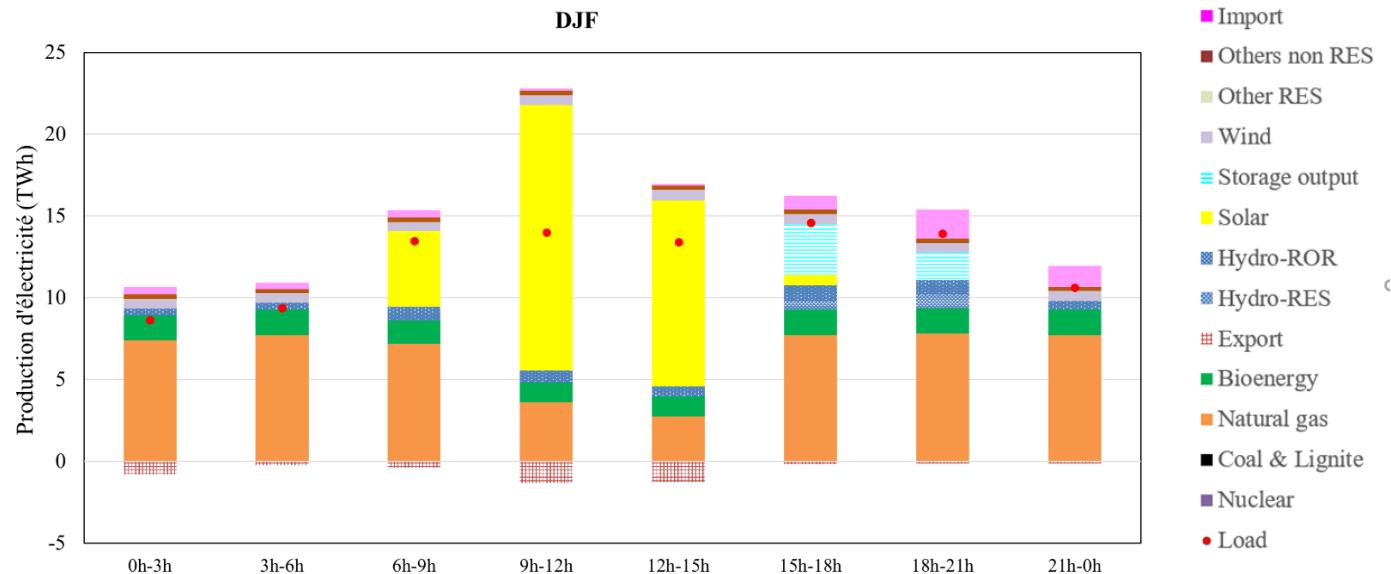


Figure 68- Production électrique en Italie en 2050 en hiver dans le scénario de référence représentée sur les 8 pas de temps de la journée

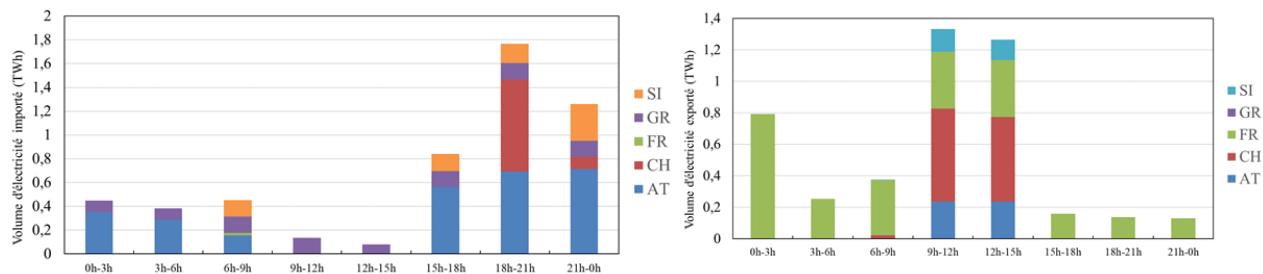


Figure 69- Répartition des imports et des exports journaliers de l'Italie en 2050 en hiver dans le scénario de référence représentée sur les 8 pas de temps de la journée

Au cours de la saison estivale, on remarque une utilisation plus importante du stockage au cours de la journée en plus des exports d'électricité.

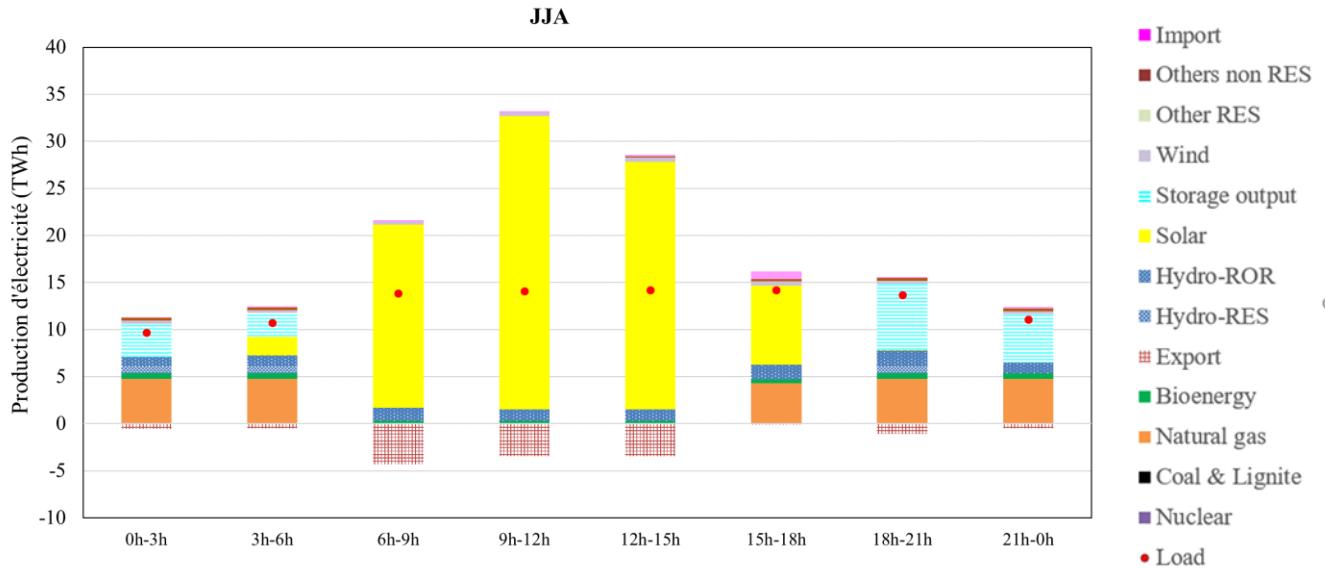


Figure 70- Production électrique en Italie en 2050 en été dans le scénario de référence représentée sur les 8 pas de temps de la journée

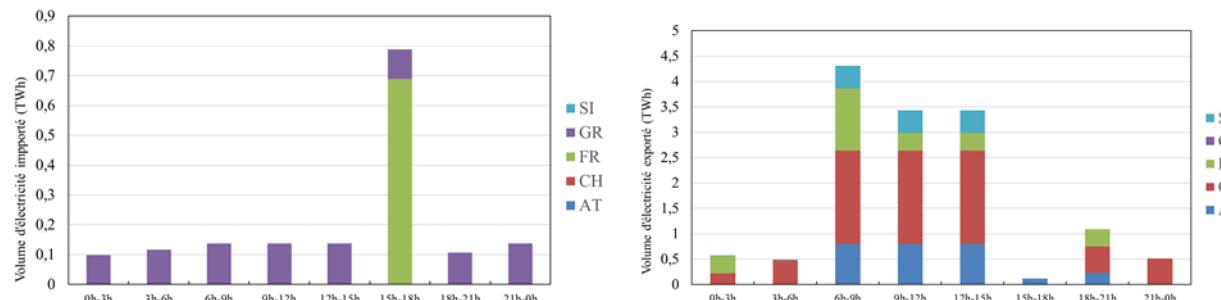


Figure 71- Répartition des imports et des exports journaliers de l'Italie en 2050 en été dans le scénario de référence représentée sur les 8 pas de temps de la journée

Ce type d'analyse peut être répété pour l'ensemble des pays du modèle pour identifier les interactions qui se créent et éclairer les interdépendances futures. Il apporte d'ores et déjà ici dans le cas de l'Italie et de la France l'évolution de la place du nucléaire et du gaz naturel au sein du mix. Le système italien fait ici le pari en développant sa production solaire, de pouvoir exporter sa surproduction et en retour de compter sur l'électricité provenant de France, de Suisse et d'Autriche.

3. Les échanges d'électricité

Le volume total d'électricité échangé est multiplié par 3 entre 2016 et 2050. La zone CWE concentre la plus grosse part des échanges et son profil évolue d'exportateur en 2016, vers un statut d'importateur en 2030 et 2050 vis-à-vis des zones auxquelles elle est interconnectée. Ses imports proviennent en majorité de la péninsule ibérique (IBE), de la zone alpine (ALP) et de la région nordique (NWN). Les pays de la zone CWE réalisent néanmoins entre elles le plus gros volume d'échanges sur la période 2030-2050. On y note une augmentation de 90% des échanges comparativement à la période 2016-2025.

Dans la zone ALP également, on note en 2050 par rapport à 2016, une inversion de la balance nette des échanges d'électricité.

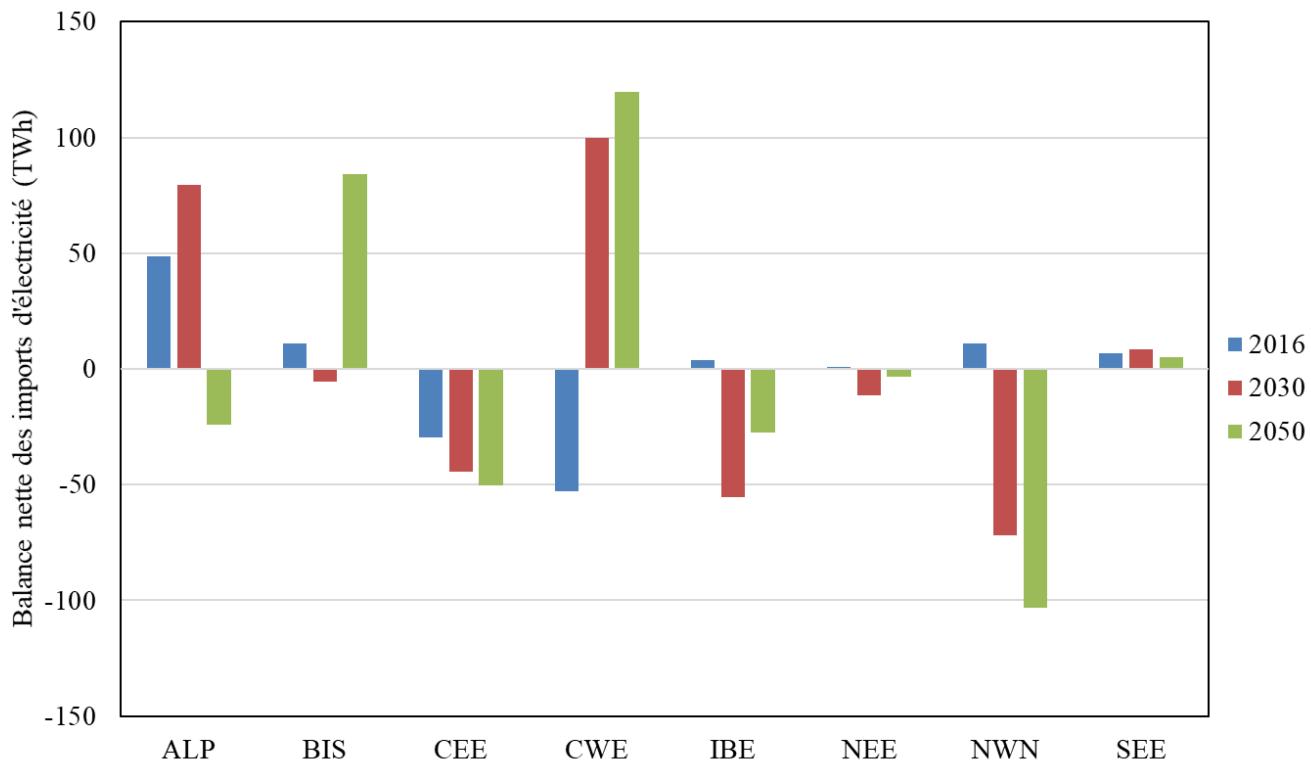


Figure 72- Balance importatrice nette des échanges d'électricité par zone

La ligne d’interconnexion entre la Norvège et le Royaume-Uni permet à la zone BIS de réaliser 30% de ses imports d’électricité sur la période 2030-2050 à partir de la zone NWN. Sur la même période, la zone BIS importe 33% d’électricité provenant de la France. En s’appuyant principalement sur la ressource solaire et le gaz naturel, l’Italie réduit fortement sa dépendance aux importations vis-à-vis de la zone CWE. En 2050, il se crée un certain équilibre entre les zones exportatrices (ALP, CEE, IBE, NWN) et importatrices (BIS, CWE, NEE, SEE). Les volumes globaux échangés au cours de la journée présentent un pic sur les périodes de 9h-12h et de 12h à 15h, principalement à cause de la forte production solaire au cours de ces périodes. En été, le volume échangé est multiplié par 2,5 entre 2016 et 2050.

4. Les émissions de CO₂

Les émissions de CO₂ dans le scénario de référence sont réduites de 22% en 2030 et 59% en 2050 par rapport à 2016.

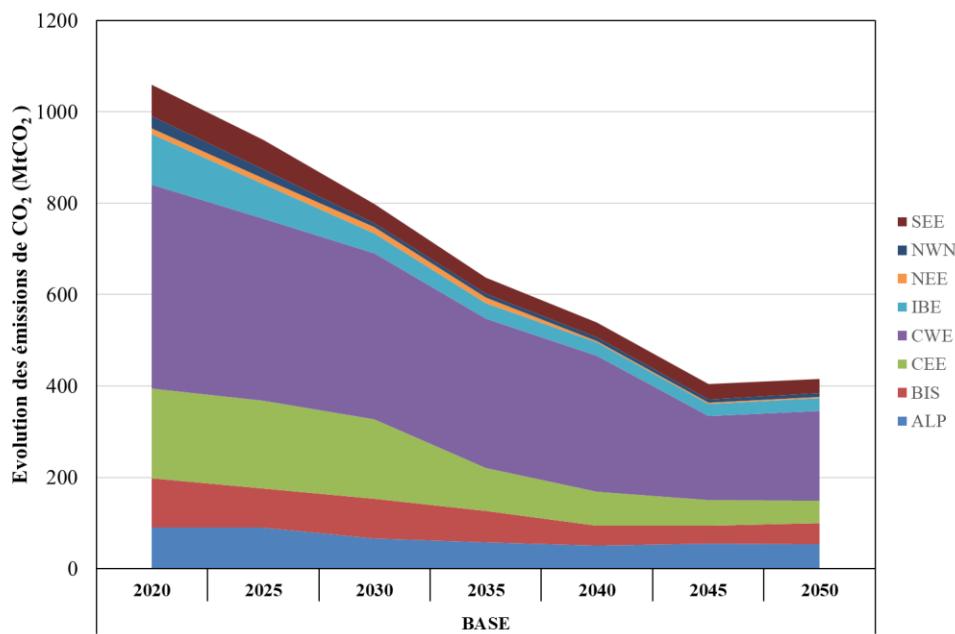


Figure 73- Evolution des émissions de CO₂ (Mt CO₂)

Cette réduction globale des émissions est le résultat de dynamiques variées au sein des différentes zones. Les zones NEE, CEE et NWN atteignent les niveaux de décarbonisation les plus

élevés en réalisant respectivement 73%, 72% et 68% de réduction des émissions entre 2016 et 2050. Les pays comme la Pologne, l'Estonie et la République Tchèque réalisent une décarbonisation profonde reflétée par de fortes réductions de l'intensité en CO₂ de la production électrique. Le même constat vaut pour l'Irlande et la Grèce qui par rapport à 2016, réduisent respectivement de 90% et 97% l'intensité CO₂ de la production électrique en 2050.

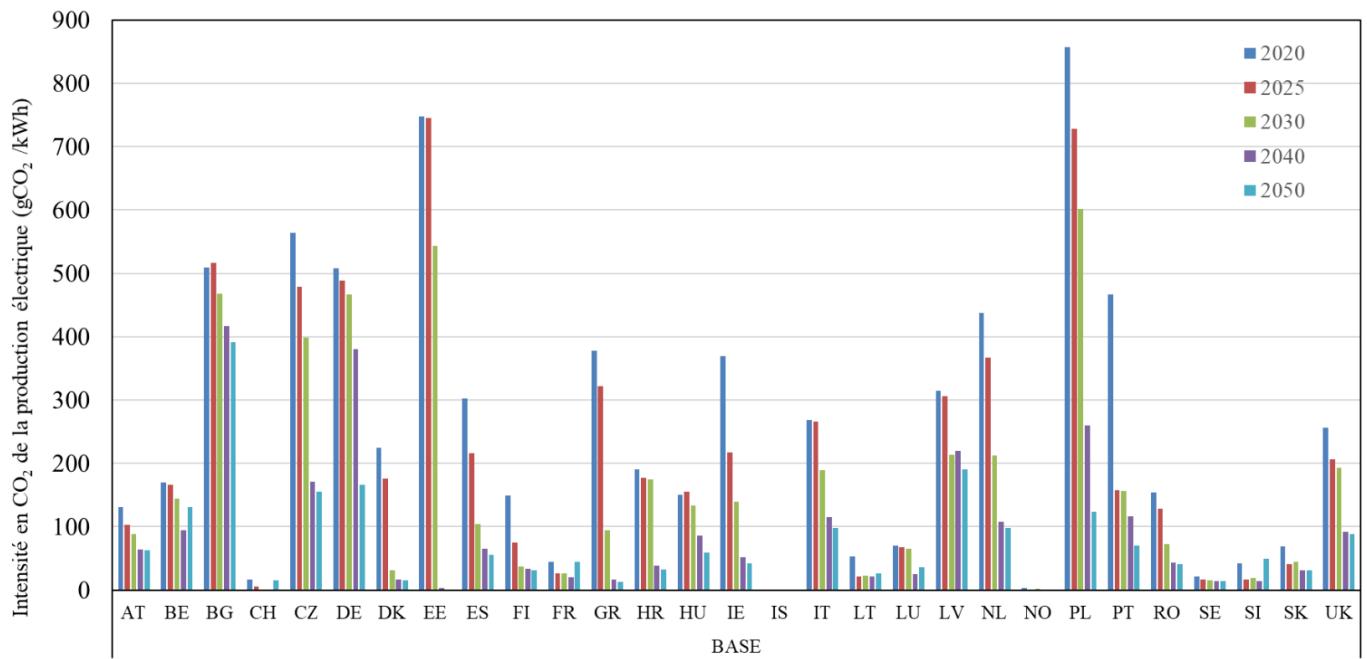


Figure 74- Evolution de l'intensité en CO₂ de la production électrique par pays

5. Les investissements dans les capacités de production

Par rapport à l'année de base, la capacité totale installée en 2050 est multipliée par 1,95. Les nouvelles installations concernent surtout les moyens de production renouvelables et dans certains cas, des installations de centrales gaz. Les capacités solaires et éoliennes sont multipliées respectivement par 7 et par 3 entre 2016 et 2050. Les évolutions sont largement différencierées par groupes de régions. Pour le solaire, elles sont comprises entre une augmentation de 8 GW dans la zone NWN et celle de 300 GW dans la zone CWE. Dans le cas de l'éolien, les incrément de capacité vont de 2 GW dans la zone SEE à environ 146GW dans la zone CWE. Toutes ces modifications font de la zone CWE celle où on observe une plus grande différence de capacité installée en 2050 par rapport à 2016. Dans cette zone, le rythme moyen observé d'installation des

centrales solaires sur la période 2020-2050 est d'environ 12GW par an et celui des centrales éoliennes est de 9GW par an.

La capacité totale de production à partir de la bioénergie augmente de 32GW en 2050 par rapport à 2016. 50% de l'incrément de capacité a lieu dans la zone NWN.

Trois quarts des centrales charbon et lignite installées en 2016 disparaissent du mix de production et seulement 23% du parc nucléaire actuel opère encore en 2050. Les capacités charbon et lignite encore opérantes sont localisées en Bulgarie, en République Tchèque, en Hongrie, en Pologne, en Roumanie et en Slovénie. Le parc de production de gaz naturel augmente de 61 GW, dont 50 GW en Allemagne.

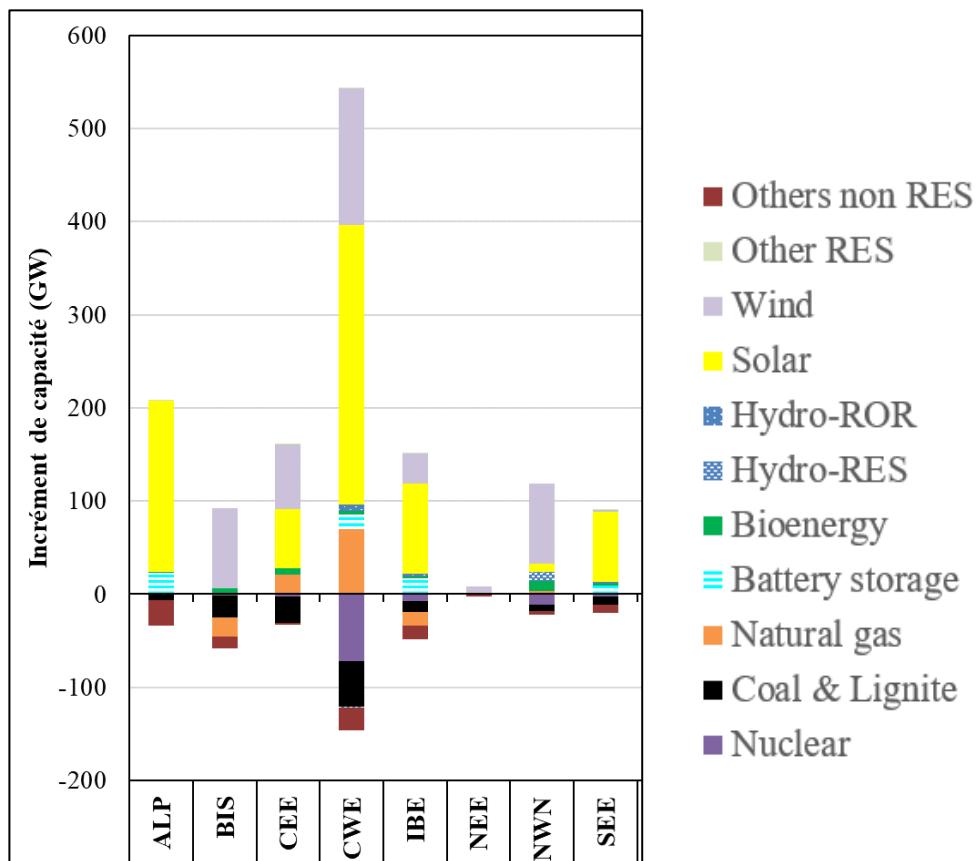


Figure 75- Différence de capacité installée entre 2016 et 2050 dans le scénario de référence

Les flux d'investissements totaux sur la période (hors STEP et interconnexions) atteignent une valeur de 145 milliards d'€₂₀₁₆ en 2050. Les centrales éoliennes et centrales solaires

représentent plus de 50% des flux annuels à partir de 2030. Les investissements dans les installations de gaz naturel et dans le nucléaire (extension de durée de vie et nouvelles capacités) représentent 20% des flux en 2030 et 9% en 2050.

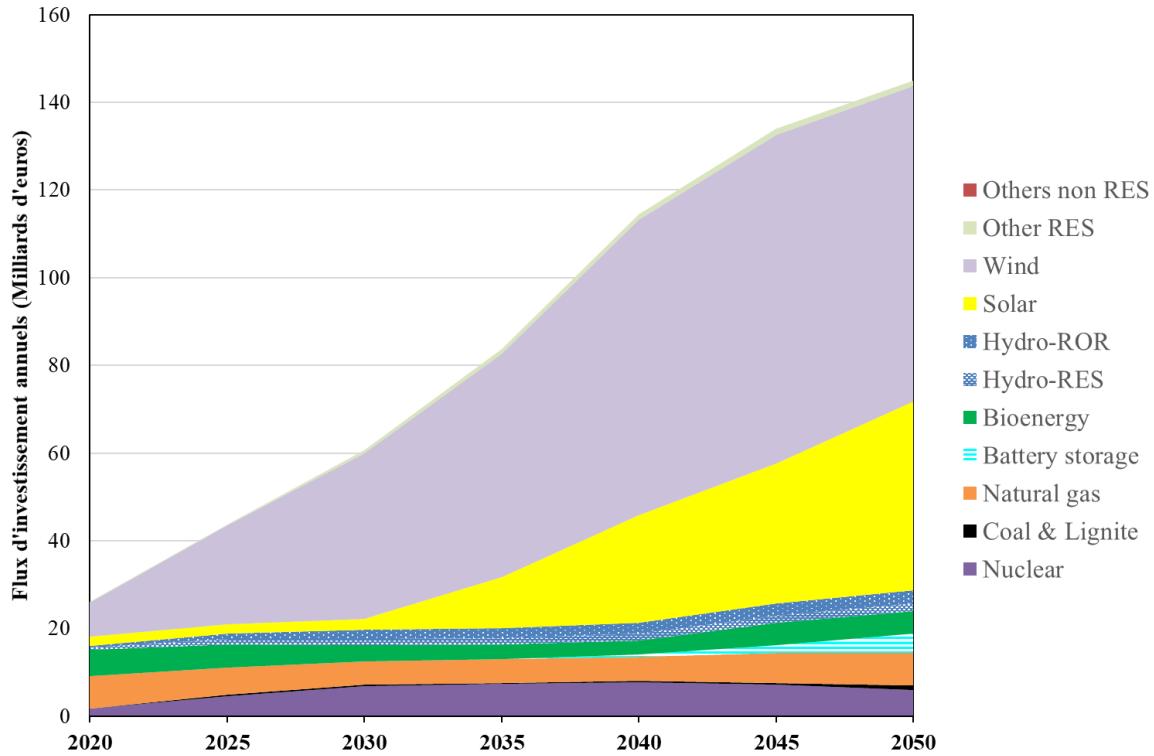


Figure 76- Flux d'investissements dans les 29 pays du modèle eTIMES-EU dans le scénario de référence

Dans ce scénario de référence, on remarque malgré l'absence de contrainte explicite sur les niveaux émissions, une forte adoption des moyens de production renouvelables par différentes zones en Europe. Celle-ci s'accompagne d'un doublement des niveaux d'échange et pour certains pays, une inversion du solde des échanges en fin d'horizon par rapport à l'année de base.

IV- Définition de variantes du scénario de référence

Nous réalisons autour des hypothèses du scénario de référence quatre analyses de sensibilité concernant le prix des ressources fossiles, le rythme de déploiement des nouvelles capacités, le coût des capacités nucléaires et le taux d'actualisation. Chacune d'elles permet d'identifier l'impact du paramètre technique ou économique analysé sur l'évolution du mix.

1. L'effet du prix des ressources fossiles

1.1. Description des scénarios alternatifs

L'incertitude autour de l'évolution future du prix des ressources fossiles, liées en outre à des événements géopolitiques, conduit à différentes projections dans la littérature. Autour du scénario de référence, nous considérons ici deux autres scénarios de prix donnés par le scénario de référence de la commission européenne en 2016 (tendance haute- scénario **BASE_HighPrices**) et celle du WEO2019 (tendance basse- scénario **BASE_LoPrices**).

1.2. Résultats et interprétations

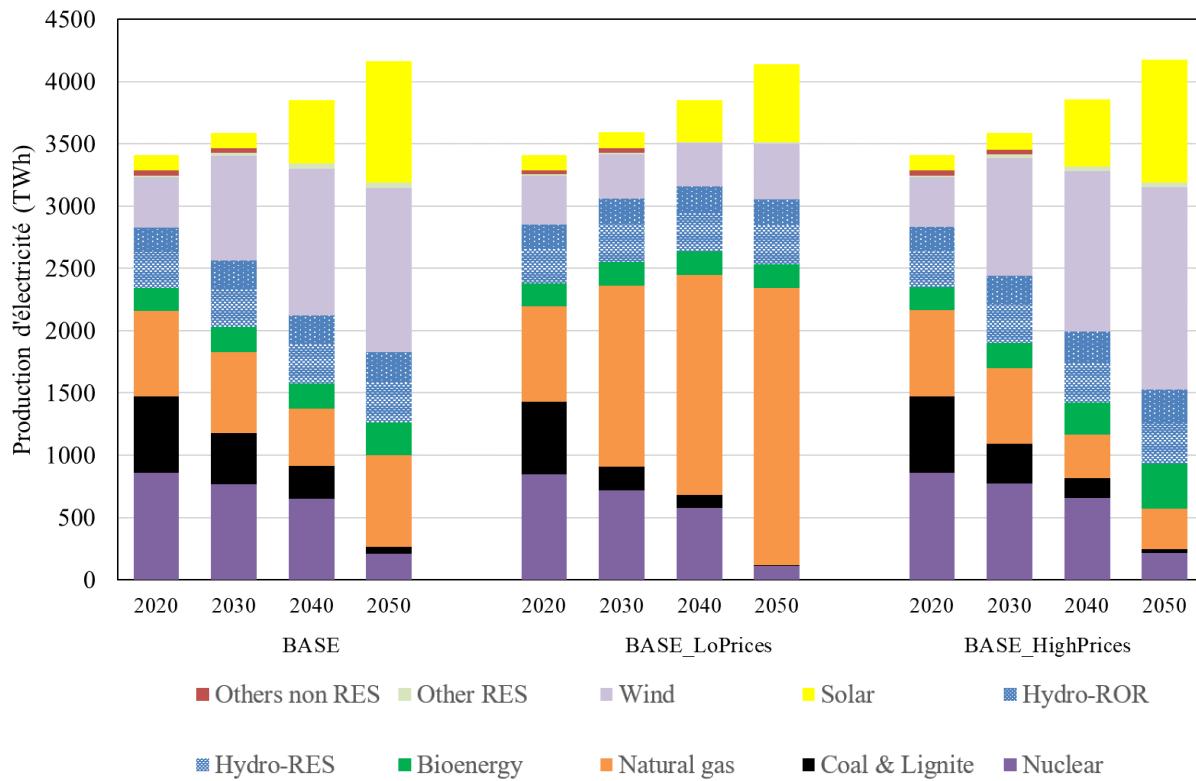


Figure 77- Production d'électricité dans les différents scénarios

Par rapport à l'évolution du scénario de référence, l'hypothèse d'une tendance basse de prix entraîne un changement marqué en grande partie par la place du gaz naturel dans la production électrique. En 2050, la production d'électricité à partir du gaz naturel est 3 fois plus élevée dans le scénario **BASE_LoPrices** que dans le scénario **BASE**. Cette hypothèse de prix modifie la compétitivité du gaz naturel face aux énergies renouvelables et dépeint le risque de carbon lock-in

auquel le système électrique peut être soumis. Les émissions globales de CO₂ diminuent entre 2025 et 2035 avant de repartir à la hausse. En 2050, le niveau de réduction observé est de 16% par rapport à l'année de base. Dans le scénario de tendance haute des prix, cette réduction est d'environ 72%, légèrement plus élevée que les 60% du scénario de référence. Une hypothèse de prix élevés conduit, par rapport au scénario de référence, à une réduction des émissions de CO₂ plus marquée au sein de la zone ALP. Les zones CEE et NEE atteignent les plus grands niveaux de décarbonisation par rapport à l'année de base. Dans le scénario BASE_LoPrices par contre, les zones BIS et NWN deviennent plus émettrices et on observe un engagement dans la décarbonisation plus faible dans toutes les zones. La zone CWE réduit ses émissions de 22% contre 57% dans le scénario de référence.

Tableau 46- Réduction des émissions de CO₂ dans les différents scénarios entre 2016 et 2050

Régions	BASE	BASE_HighPrices	BASE_LoPrices
ALP	-45%	-72%	-5%
BIS	-56%	-65%	36%
CEE	-72%	-82%	-46%
CWE	-57%	-74%	-22%
IBE	-66%	-46%	-21%
NEE	-72%	-87%	-35%
NWN	-68%	-78%	83%
SEE	-53%	-60%	-25%

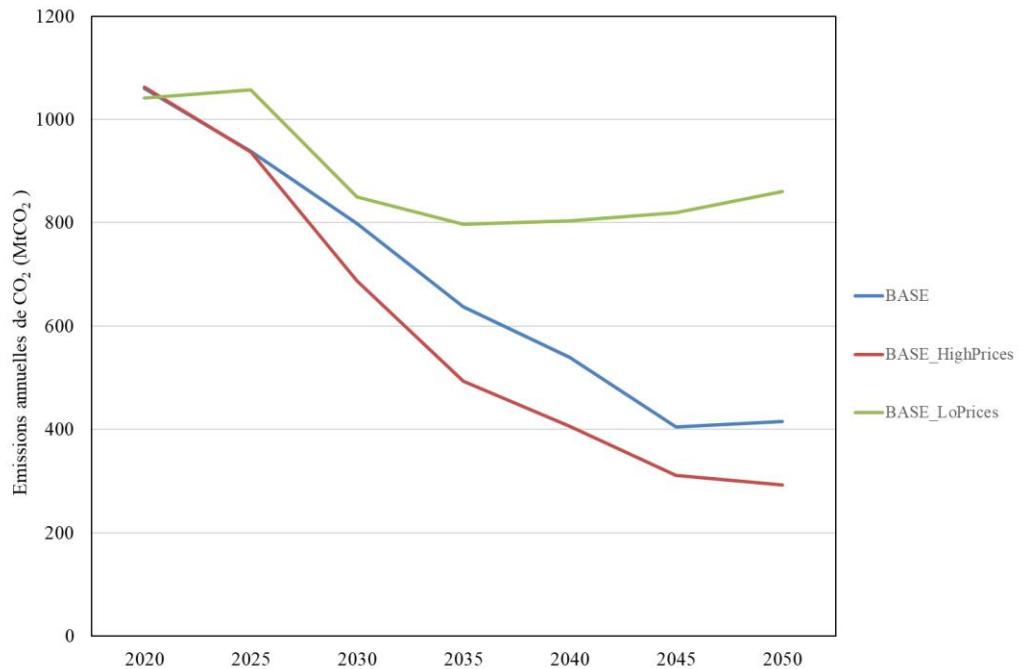


Figure 78- Evolution du niveau d'émission de CO₂ dans les différents scénarios

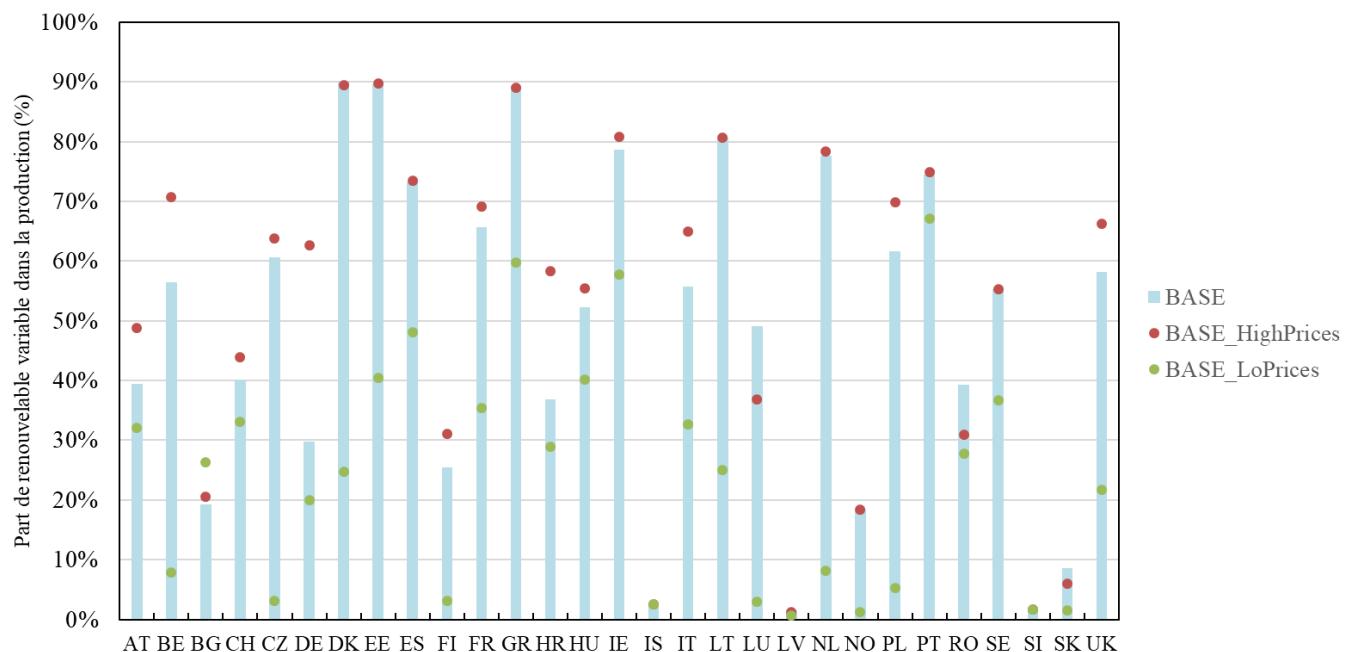


Figure 79- Evolution de la part de renouvelable variable dans le mix dans les différents scénarios

La part des renouvelables variables est fortement impactée par l'hypothèse de prix faibles notamment en Belgique, au Danemark, au Royaume-Uni, en République Tchèque, en Finlande et en Pologne. D'un autre côté, des prix élevés conduisent par rapport au scénario de référence, à des actions d'intégration plus marquées de la production intermittente en Allemagne, en Autriche et en Belgique.

Ces différentes conclusions soulignent la place que les projections de prix peuvent prendre dans l'évaluation du long terme. Cette analyse de sensibilité a par exemple révélé pour la Belgique et l'Allemagne une évolution de la part de la production intermittente très dépendante de ces hypothèses. On peut envisager dans ces pays un impact non négligeable du prix du gaz naturel sur la vitesse de la transition suite à la fermeture de leurs centrales au charbon et des centrales nucléaires. Dans certains pays comme le Portugal, la Suède et la Norvège, on observe une part de renouvelable variable invariable face à l'augmentation des prix. Cet effet de saturation peut traduire dans ces pays une exploitation assez poussée de leur potentiel déjà dans le scénario de référence.

2. L'effet du taux d'actualisation

2.1. Description des scénarios alternatifs

La donnée du taux d'actualisation r est également très variable dans la littérature et dépend de diverses considérations décrites plus haut dans le document. Pour évaluer l'impact de ce paramètre économique, nous étudions ici deux scénarios alternatifs **BASE_DRATE4** et **BASE_DRATE10** qui considèrent des taux d'actualisation respectifs de 4% et 10%.

2.2. Résultats et interprétations

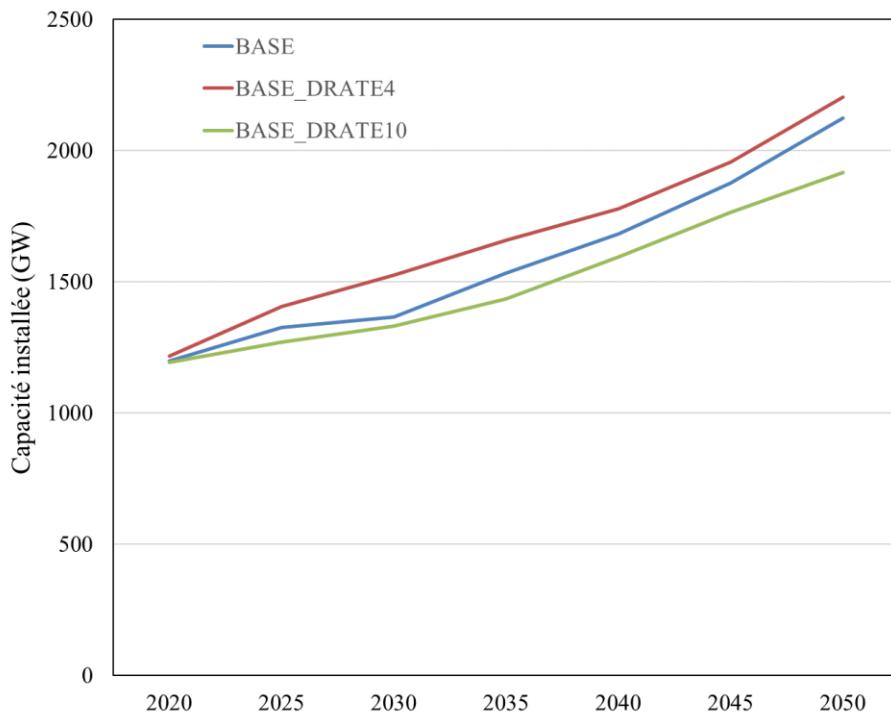


Figure 80- Capacités totales annuelles dans les différents scénarios

L'effet du taux d'actualisation reste faible sur les capacités totales installées en fin d'horizon dans les scénarios BASE et BASE_DRATE4. A l'échelle des 29 pays, la différence de capacité observée entre ces deux scénarios est de 80 GW en 2050. Cette différence monte à 205 GW (~10% de la capacité totale installée) entre le scénario de référence et le scénario avec un taux d'actualisation de 10%. Les scénarios alternatifs étudiés présentent par rapport au scénario de référence, des différences de niveaux de production annuelle d'électricité sur l'horizon inférieurs à +/-0,3%.

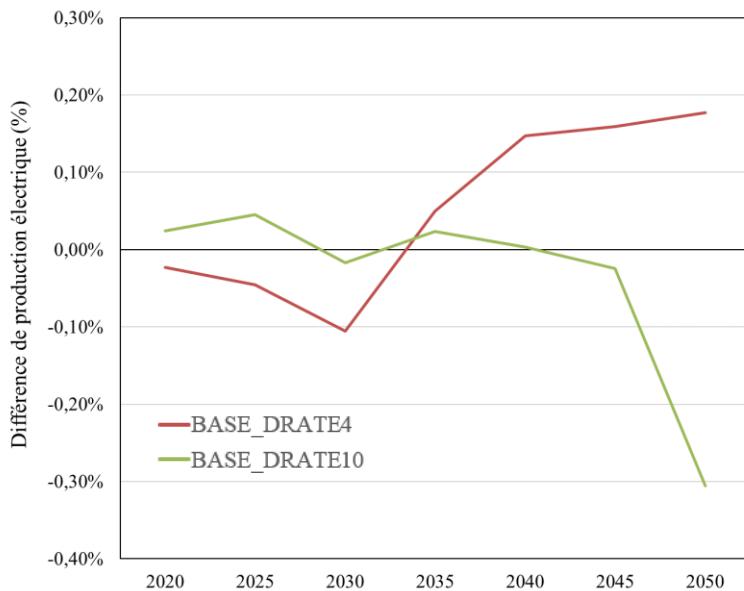


Figure 81- Différence de production électrique dans les scénarios alternatifs par rapport au scénario de référence

Dans les choix d'installation cependant, on voit dans le cas d'un taux d'actualisation de 4% une installation de capacités solaires, éoliennes et également de moyens de stockage plus importante que dans les deux autres scénarios. Ces capacités remplacent celles de gaz naturel dans les scénarios avec des taux d'actualisation plus élevés. Cet élément joue sur la part de la production renouvelable intermittente en 2050 qui est de 62% pour un taux d'actualisation de 4% et de 48% pour un taux d'actualisation de 10%. Cette part est de 55% dans le scénario de référence. Le coût total actualisé du système sur la période 2016-2050 est plus élevé pour un taux d'actualisation de 4% que dans les deux autres scénarios. Il y vaut 14 131 milliards d'€₂₀₁₆ contre respectivement 12 359 milliards d'€₂₀₁₆ et 11 477 milliards d'€₂₀₁₆ pour le scénario de référence et le scénario avec un taux d'actualisation de 10%.

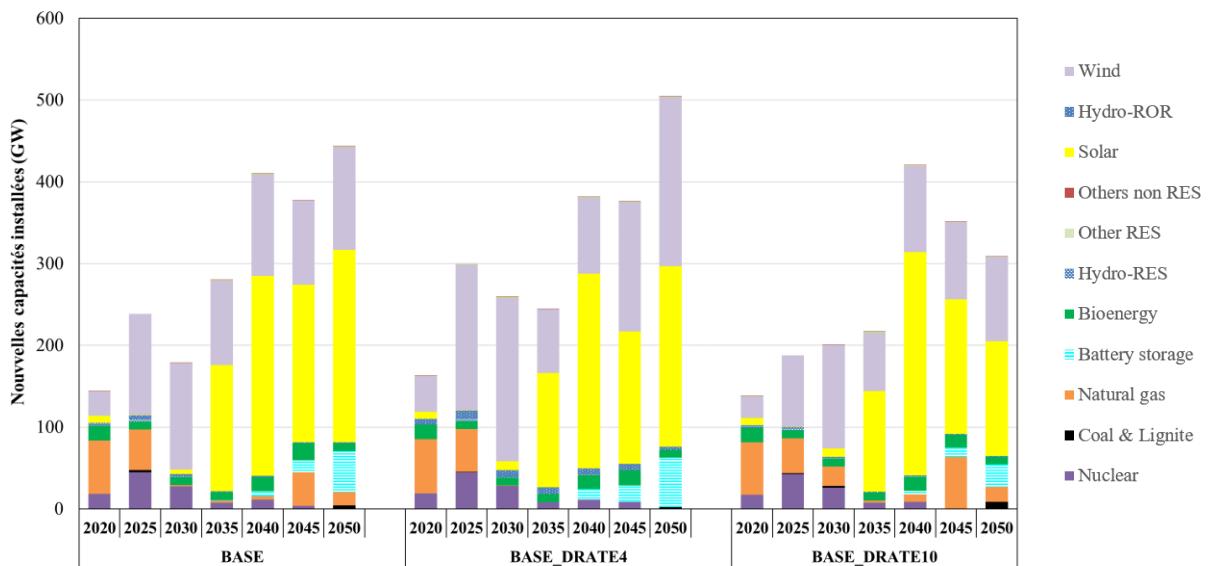


Figure 82- Nouvelles capacités installées dans le système pour les différents scénarios

Les principaux éléments à retenir de cette étude de sensibilité sont l'impact de la valeur choisie sur les choix de technologies dans le déploiement de capacité surtout en fin d'horizon. Il faut néanmoins noter ici l'absence d'une contrainte environnementale forte qui contraindrait plus fortement le choix de ces technologies.

3. L'effet du coût des centrales nucléaires

3.1. Description du scénario alternatif

L'évaluation exacte du coût de construction de nouvelles centrales nucléaires est aujourd'hui un exercice où réside une grande incertitude due au faible nombre de projets de construction récents. Les retards accumulés dans la livraison des nouvelles centrales construites entraînent une révision à la hausse des évaluations initiales de coûts [198]. Notre hypothèse initiale considère un coût du nucléaire de 3^e génération de 5315€/kW entre 2030 et 2050. La variante **BASE_nuc_lowcost** étudiée ici considère une évolution à la baisse de ce coût sur cette période pour atteindre 3987€/kW en 2050, une situation qui correspondrait à des coûts maîtrisés de cette technologie. Elle introduit également une flexibilité de la production nucléaire modulable au cours de la journée.

3.2. Résultats et interprétations

Ces nouvelles hypothèses pour la filière conduisent à une capacité supplémentaire installée de 17 GW en 2050 dont 16GW en France. La flexibilité apportée par la modulabilité de la production nucléaire réduit de 9GW la capacité de stockage installée et de 14 GW celle du gaz naturel à l'échelle des 29 pays. En France 9GW de gaz naturel et 4GW de capacité de stockage en moins sont installés en 2050. La part de renouvelable variable dans la production électrique en fin d'horizon reste la même avec ces nouvelles hypothèses que dans le scénario de référence.

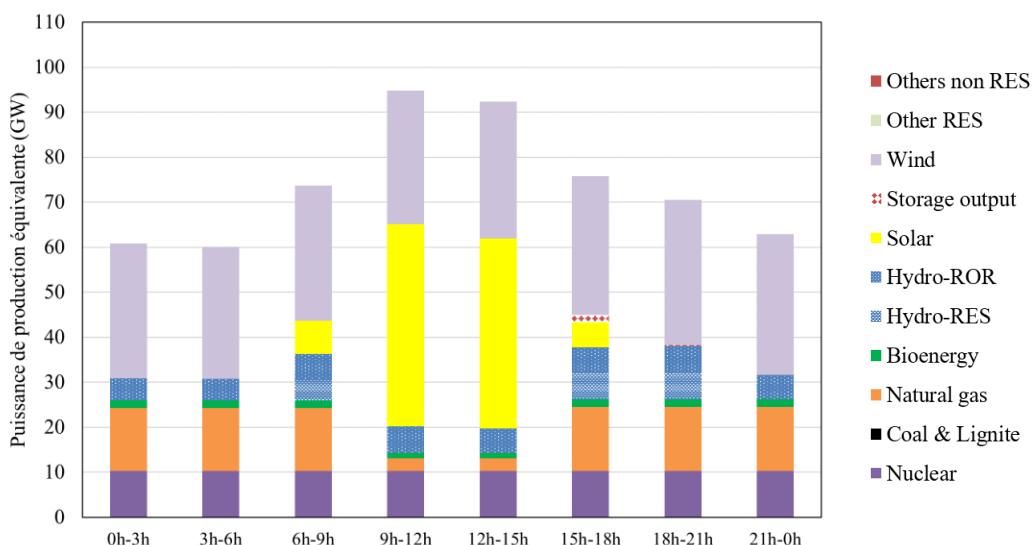


Figure 83- Puissance de production équivalente en France en hiver en 2050 dans le scénario de référence

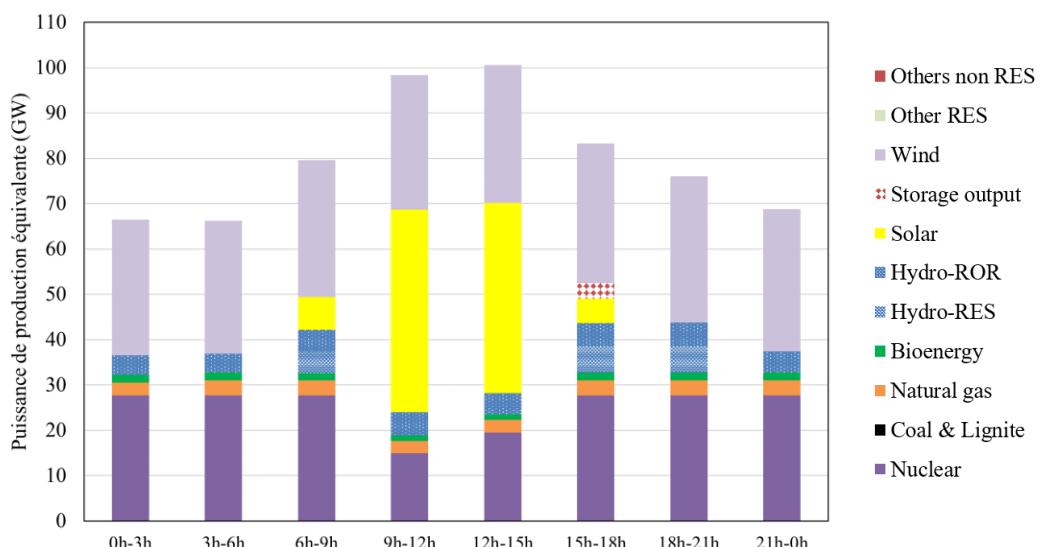


Figure 84 Puissance de production équivalente en France en hiver en 2050 dans le scénario BASE_nuc_lowcost

La production nucléaire se substitue à la production de gaz pendant l'hiver et sa flexibilité lui permet de s'adapter à la production solaire entre 9h à 15h. Le même phénomène se produit en été.

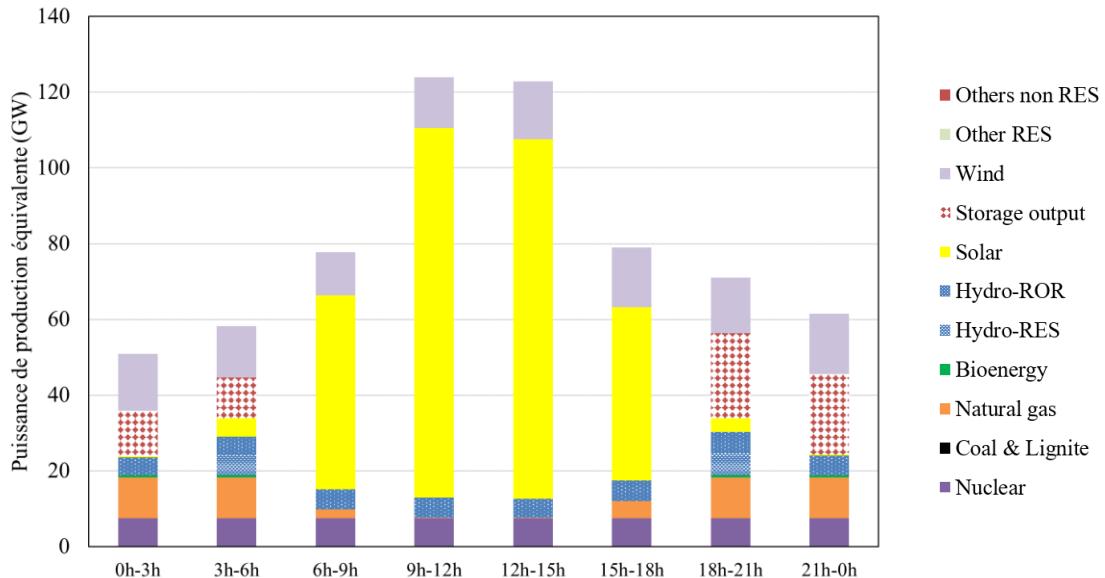


Figure 85- Puissance de production équivalente en France en été en 2050 dans le scénario de référence

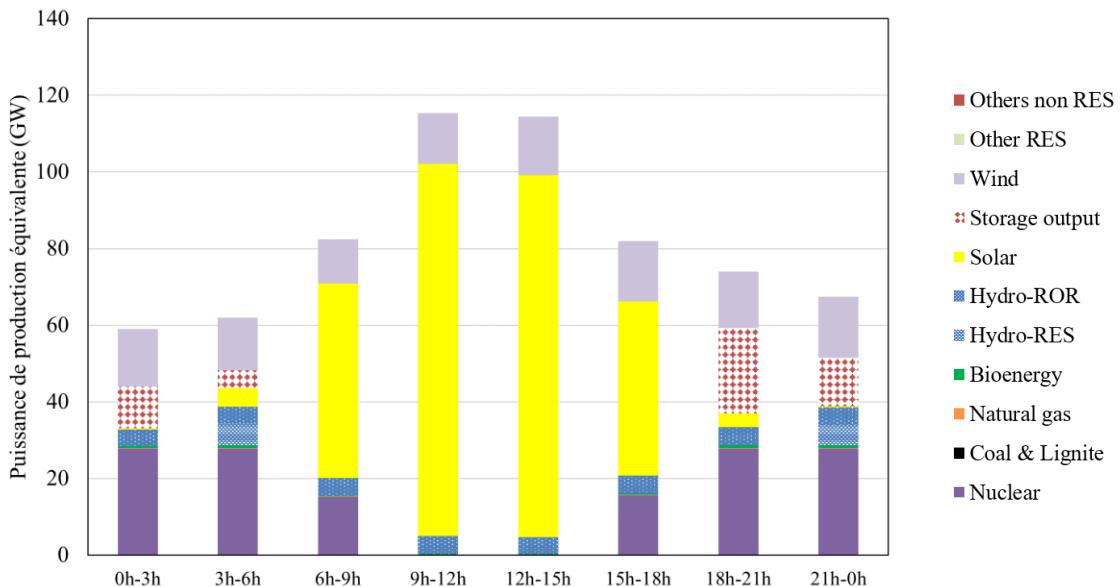


Figure 86- Puissance de production équivalente en France en été en 2050 dans le scénario BASE_nuc_lowcost

L’analyse de sensibilité réalisée avec ces nouvelles hypothèses sur le nucléaire montrent la place que la filière pourrait occuper à l’échelle européenne et particulièrement dans le mix de production français. La substitution avec le gaz naturel permet en outre de réduire l’intensité en CO₂ de la production électrique dans le pays.

Il faut cependant nuancer la flexibilité accrue obtenue en été dans la dynamique de la production nucléaire. La modélisation adoptée ici agrège toutes les capacités nucléaires en une seule. La répartition du besoin de flexibilité sur l’ensemble du parc n’est donc pas évaluée de manière explicite. Une modélisation à une échelle technologique et temporelle plus fine permettrait d’affiner ces résultats en incluant notamment les contraintes de rampe et de minimum de production stable.

4. L’effet du rythme de déploiement des capacités

4.1. Description du scénario alternatif

Dans cette dernière variante **BASE_ncapoff**, nous laissons libre cours aux incrément de capacité dans le système entre 2020 et 2050. Nous maintenons néanmoins le rythme de prolongement des centrales nucléaires sur l’horizon.

4.2. Résultats et interprétations

Le coût total actualisé du système dans ce scénario est de 12 115 milliards d’€, soit une différence de 0,17% avec celui du scénario de référence. En fin d’horizon, la différence nette de capacité installée est de 38GW. Les rythmes annuels moyens de déploiement des capacités solaires et éoliennes sur la période 2020-2050 sont respectivement de 21GW et 19GW dans le scénario **BASE_ncapoff** contre 24GW et 13GW dans le scénario de référence. Pour le solaire, les rythmes dans le cas du scénario de référence représentent 3 fois celui observé sur la période de 2013 à 2018 à l’échelle UE27+UK. L’éolien a au cours de cette même période eu un rythme de déploiement moyen de 12,4GW par an.

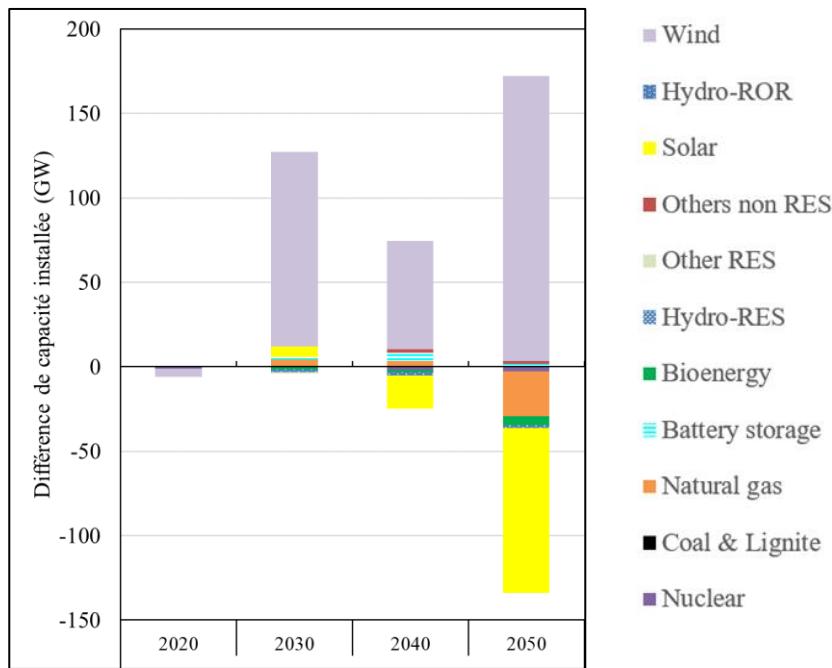


Figure 87- Différence de capacité installée entre les scénarios BASE et BASE_ncapoff

On observe à l'échelle des régions en 2050 (voir Tableau 47) un trade-off très marqué dans la zone CWE entre les capacités éoliennes et les autres moyens de production. Dans la zone IBE, ce sont les capacités solaires qui se développent plus au détriment des capacités éoliennes.

Tableau 47- Différence de capacité dans le scénario BASE_ncapoff par rapport au scénario BASE en 2050

	Nuclear	Coal & Lignite	Natural gas	Battery storage	Bioenergy	Hydro	Others non RES	Solar	Wind
ALP	0,0	0,0	-0,7	0,4	-1,2	0,0	0,0	4,3	0,0
BIS	-7,2	0,0	-3,1	3,6	-2,9	0,0	0,0	0,0	75,4
CEE	0,0	0,6	0,0	0,6	-2,4	0,0	0,0	-21,1	8,0
CWE	0,5	0,0	-26,1	-13,1	3,1	-1,6	0,0	-101,1	109,0
IBE	0,0	0,0	-0,7	12,8	-0,1	0,0	0,0	46,9	-27,1
NEE	0,0	0,0	-0,3	-0,1	0,1	0,0	1,8	0,0	-1,6
NWN	1,7	0,0	4,6	0,3	-2,1	-0,1	0,0	-8,4	0,2
SEE	2,4	0,0	-0,5	-3,4	0,2	0,0	0,0	-18,3	5,0

En définitive, en 2050 la différence de capacité installée entre les deux scénarios reste très faible (<2% de la capacité totale installée) mais on remarque un impact au sein des différentes zones sur l'adoption du solaire ou de l'éolien pour la production d'électricité.

Conclusion du chapitre 3

Ce chapitre décrit différents scénarios pour une évolution censée tenir lieu de référence pour le système électrique européen. Nous avons en premier lieu identifié dans la littérature les différents éléments nous permettant de construire des hypothèses centrales sur la demande de services finaux, le prix des ressources, le taux d'actualisation et le rythme de déploiement des capacités. Nous évaluons pour le scénario de référence construit à partir de ces hypothèses, l'impact d'une représentation temporelle sur un nombre réduit de pas de temps. Nous construisons pour cela un modèle où la description du fonctionnement du système se fait sur uniquement 12 pas de temps distincts au lieu des 64 du modèle eTIMES-EU. La comparaison de l'opération du système dans ces deux cas montre, pour la représentation la plus agrégée, un besoin de flexibilité réduit dans l'opération infrajournalière. L'énergie solaire en particulier est créditee d'un facteur de capacité qui lui permet d'opérer de manière constante sur de plus grandes périodes. La modélisation sur 12 pas de temps sous-estime sur plusieurs périodes la participation réelle de tous les moyens de production (hors solaire) à l'équilibre offre-demande. A l'échelle de la comparaison effectuée ici, ce résultat prouve l'intérêt d'une représentation plus détaillée sur 64 pas de temps.

En réalisant ensuite des analyses de sensibilité sur le prix des ressources, le taux d'actualisation, le rythme de déploiement des capacités et le coût des centrales nucléaires, nous élargissons l'approche exploratoire en décrivant d'autres évolutions possibles du système.

Le chapitre suivant examinera les transformations du système électrique européen soumis à des niveaux contraints d'émissions de CO₂.

CHAPITRE 4: SCENARIOS DE DECARBONISATION DU MIX ELECTRIQUE EUROPEEN



Introduction du chapitre 4

Face aux engagements de l’Union Européenne participant de l’effort commun dans la réduction des émissions mondiales de CO₂, le planificateur social est amené à définir une stratégie éclairée pour conduire le changement et atteindre ses objectifs. L’exercice prospectif doit lui permettre de répondre à des questions de différents ordres économiques, technologiques, sociétaux et également de fixer ou d’évaluer des cibles à différents horizons. Pour le système électrique en particulier, le sujet de la décarbonisation dite « profonde » a été discuté sous différents angles. M. Haller et al. [199] étudient la contribution de la transmission et du stockage à la décarbonisation de la production électrique européenne. Leur étude conclut qu’une expansion idoine de ces moyens de flexibilité permet d’atteindre une réduction des émissions de 90% en 2050 par rapport à 2010 sans une augmentation significative des prix de l’électricité. En fixant une trajectoire de décarbonisation réalisant 87,1% de réduction des émissions de GES entre 2016 et 2050, G. Plessman et P. Blechinger [65] discutent des évolutions de capacités, de la production renouvelable, des besoins d’investissement à l’échelle globale et des échanges entre groupes de régions principalement en 2050. D. Keles et H. Ümitcan Yilmaz [200] étudient pour leur part l’impact particulier de la fermeture des centrales charbon d’une part et celui d’un prix de la tonne de CO₂ élevé sur la décarbonisation du système électrique européen.

En complément de ces études, l’analyse proposée ici discute dans un premier temps de la neutralité carbone⁵³ en 2050 pour l’ensemble du système électrique. Elle dépeint les challenges du secteur liés notamment au « burden-sharing » et l’évolution des systèmes électriques nationaux compatibles avec cette cible de neutralité.

Notre analyse aborde ensuite la décarbonisation au travers d’une approche par budgets carbone, moins contraignante sur les périodes de l’horizon et permettant d’apprécier les efforts relatifs de différentes trajectoires de décarbonisation.

⁵³ valeur nulle des émissions nettes de CO₂

I- Le scénario de neutralité carbone

1. Description du scénario

Le volume des émissions considéré dans ce scénario sur l'horizon suit une décroissance linéaire entre les 1030 Mt émis en 2016 et 0 Mt en 2050. Aucune contrainte d'émission n'est définie à l'échelle des pays. Ce faisant, cette étude cherche à identifier les trajectoires différencierées et interdépendantes des différents pays face à un objectif commun de réduction des émissions.

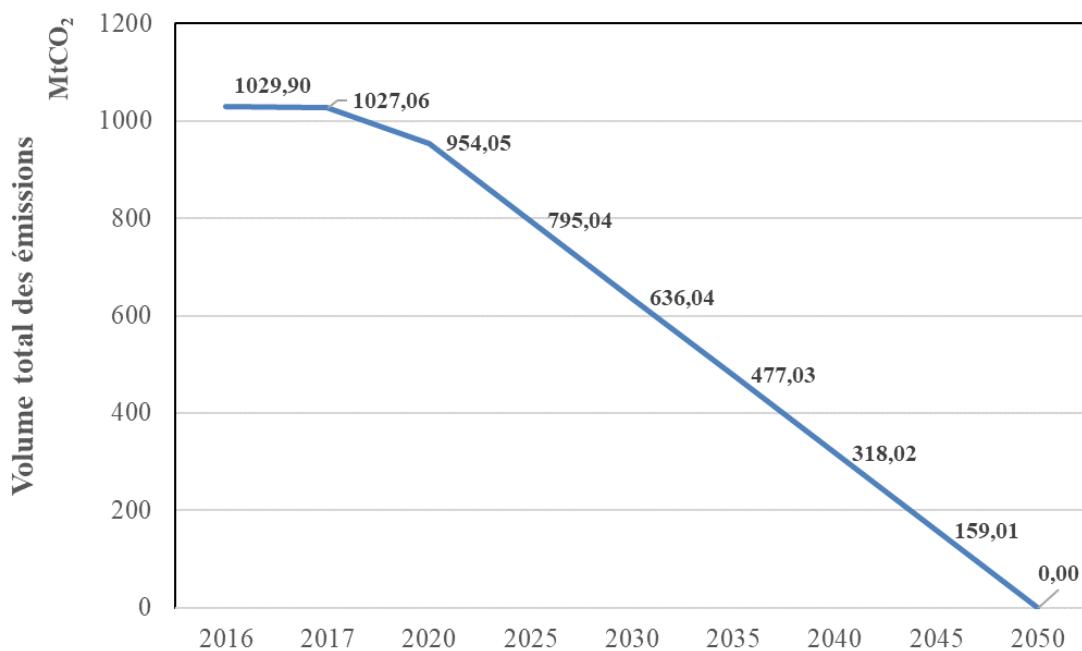


Figure 88- Contraintes annuelles sur le volume des émissions de CO₂ dans le scénario NEUTR

2. Résultats et interprétations

2.1. L'évolution du mix de production et des échanges

A l'échelle des 29 pays, l'évolution du mix de production est marquée par une contribution accrue des renouvelables variables dont la production est multipliée respectivement par 5,6 pour l'éolien et 9,5 pour le solaire entre 2016 et 2050.

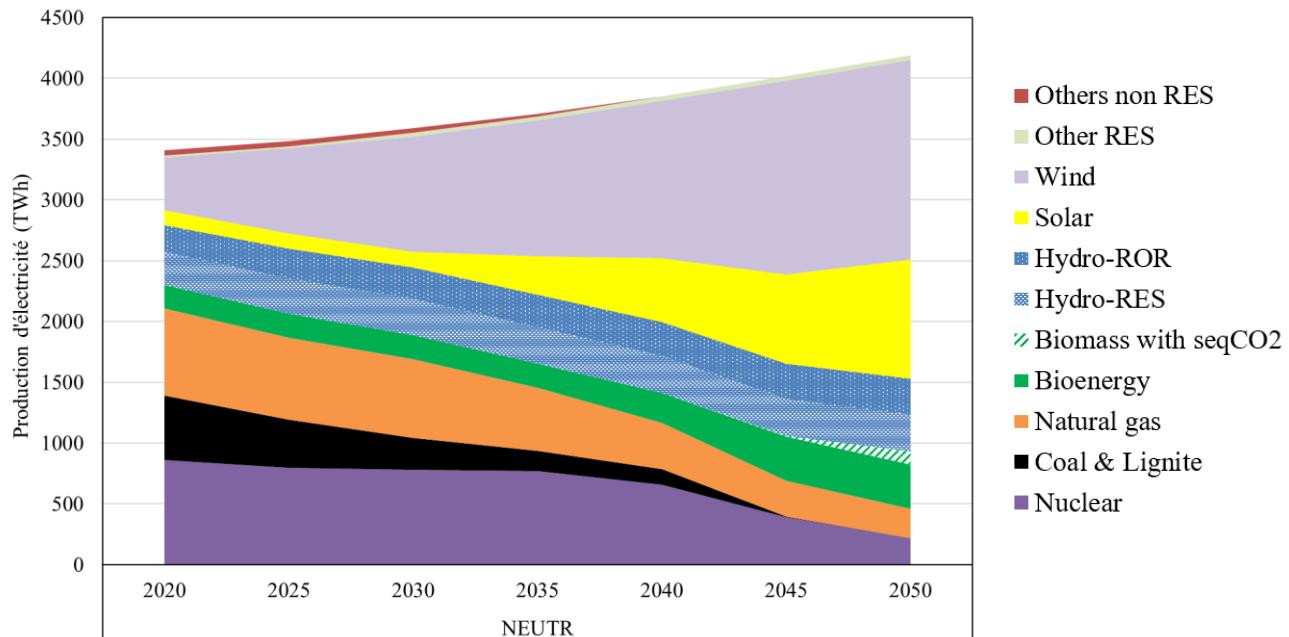


Figure 89- Evolution de la production d'électricité dans le scénario NEUTR

Une plus grande quantité d'électricité transite également sur les lignes d'interconnexion avec un volume d'échanges triplé sur la période. La pénétration des renouvelables intermittents s'accompagne du développement du stockage, principalement par batterie ; en 2050, 8 fois plus d'électricité est stockée et réinjectée sur le réseau. La production hydraulique augmente de 22% et le nucléaire fournit environ 75% moins d'électricité qu'au cours de l'année de base. La production de la bioénergie, avec ou sans captage et stockage du carbone, est multipliée par 2,6.

La part des sources renouvelables dans le mix de production à l'échelle des 29 pays en 2030 est de 52% et elle monte à 86% en 2050. La zone NWN est celle qui intègre le plus de production renouvelable (81% en 2030 et 97% en 2050). Elle représente également, après la zone CWE, la zone la plus exportatrice d'énergie, principalement à destination de l'Allemagne et du Royaume-Uni. Les échanges entre la zone NWN et la zone BIS augmentent de 22% entre 2030 et 2050.

Au sein de la zone CWE, l'Allemagne et la France atteignent respectivement 60 et 69% de production renouvelable variable en 2050. Les exports de la zone croissent de 82% de 2030 à 2050 d'une part et les importations augmentent de 4,6% de l'autre. A l'intérieur de la zone elle-même on assiste à un quasi doublement des volumes échangés.

L'éolien devient la ressource prédominante dans la zone CEE qui réduit sa part de charbon & lignite de plus de 70% en 2016 à 36% en 2030 avant un phase-out en 2050. L'éolien assure environ 31% des besoins en électricité de la zone en 2030 et 71% en 2050.

L'énergie éolienne est également dominante dans les zones BIS et NWN où elle représente respectivement 61% et 44% de la production en 2050. Dans les zones SEE et ALP par contre, l'énergie solaire constitue la ressource la plus rentable pour la décarbonisation de la production. Sa part est de 35% de la production électrique de la zone SEE et 62% dans la zone ALP en 2050.

On observe également par rapport à 2018, une nette évolution de la part des imports par rapport à la consommation totale dans un bon nombre de pays. L'Allemagne et la France, majoritairement exportatrices d'électricité, importent aujourd'hui respectivement 6% et 3% de leur consommation électrique annuelle. En 2050 dans le scénario NEUTR, cette part monte à 35% pour l'Allemagne et 15% pour la France. Cette part d'import d'électricité par rapport à la demande correspond à un changement très marqué par rapport aux conditions actuelles. Elle fera l'objet d'une analyse de sensibilité afin d'estimer l'effet des politiques d'indépendance électrique sur la décarbonisation du mix.

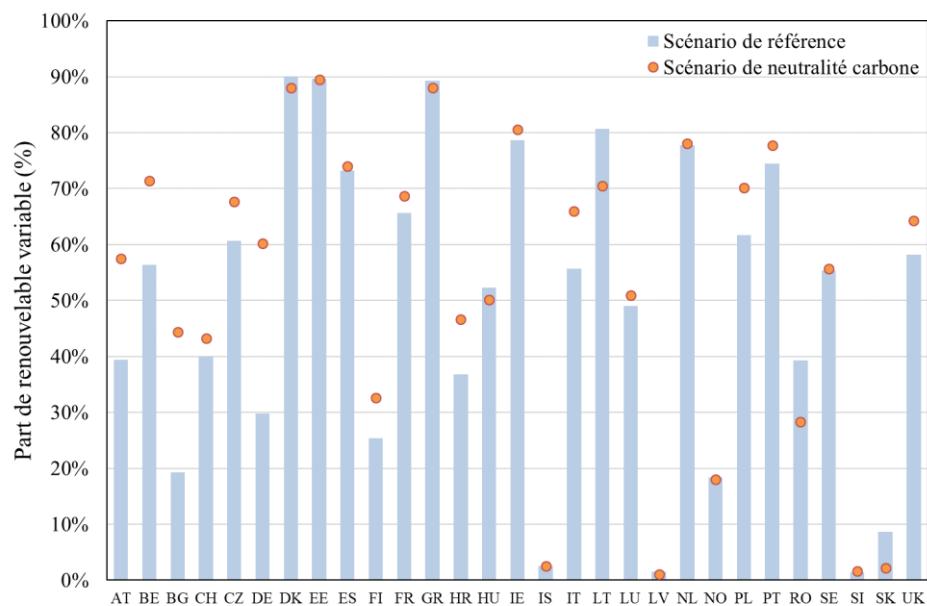


Figure 90- Part de renouvelable variable dans la production électrique totale en 2050 dans les scénarios de référence et de neutralité carbone

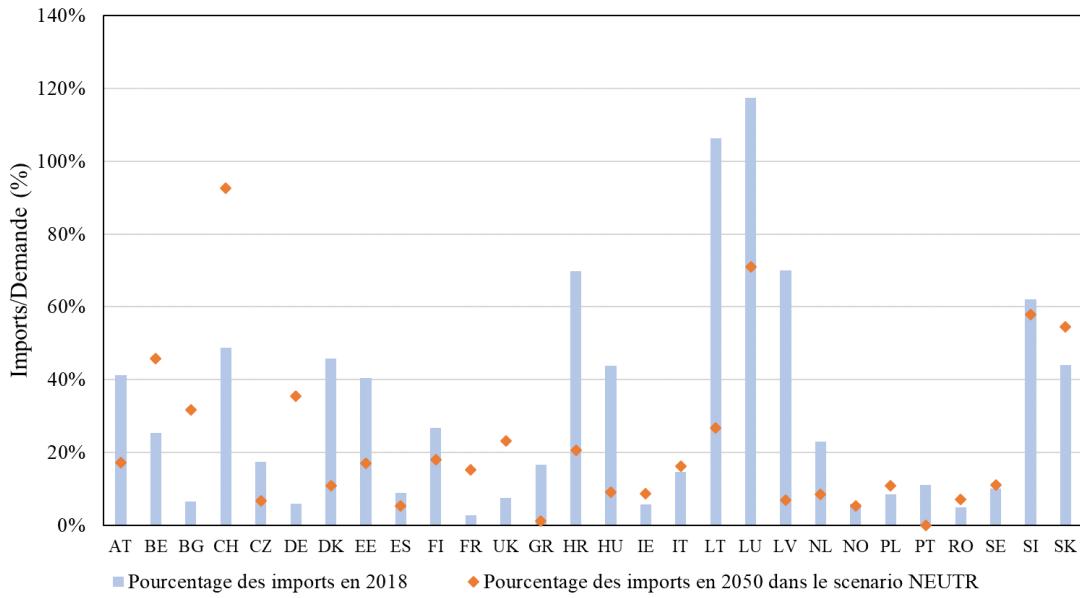


Figure 91- Evolution de la part des imports par rapport à la demande- données réelles en 2018 et résultats du scénario NEUTR en 2050

2.2. L'évolution des capacités installées

Dans le mix de production, différents choix d'investissement caractérisent l'évolution du mix de capacités pour satisfaire la demande. Ces choix concernent notamment l'abandon de différents projets d'installation de gaz naturel et/ou de charbon pour plus d'énergie renouvelable et du stockage dès 2035. En 2050, la différence nette de capacité installée entre le scénario de neutralité et le scénario de référence est de 172 GW. D'une part, les capacités fossiles sont réduites de 71 GW et d'autre part 210 GW de renouvelables sont installés. On note également une pénétration du stockage à hauteur de 31GW en plus que dans le scénario de référence. La bioénergie avec capture et stockage du carbone dessert l'objectif de neutralité en contribuant par des émissions négatives dans le mix. Un peu plus de 21GW de capacité sont installés dans le mix en 2050.

La rentabilité économique des moyens de production pour le remplacement des sources fossiles et l'atteinte de la neutralité en fin d'horizon varie d'un groupe de régions à l'autre. En l'absence de considération des niveaux de subventions existants aujourd'hui, ces choix reflètent une sélection optimale basée sur la disponibilité des ressources et les coûts des technologies. L'optimum recherché ici n'est pas national mais évalué à l'échelle des 29 pays.

Les besoins en moyen de stockage sont plus importants pour une forte intégration du solaire que pour l'éolien. Dans les zones ALP, IBE et SEE, la capacité de stockage par batterie installée en 2050 correspond respectivement à 16, 18 et 15% de la capacité solaire totale. En dehors des zones ALP et NEE, le mix de production intègre une plus grande part de capacité éolienne dans tous les autres groupes de régions. Dans les zones CEE, SEE et NWN, le mix optimal recourt à moins de capacité solaire que dans le scénario de référence en fin d'horizon ; l'énergie éolienne est plus plébiscitée. Dans une évolution contrainte par l'objectif de neutralité, la zone SEE recourt à plus de capacités nucléaires dans le mix de production que dans le scénario de référence.

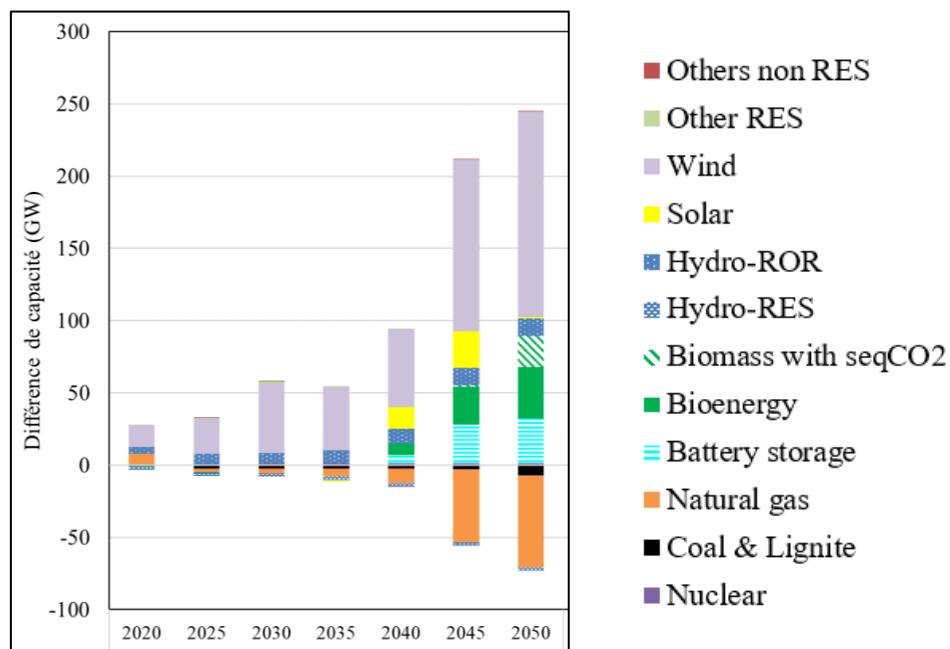
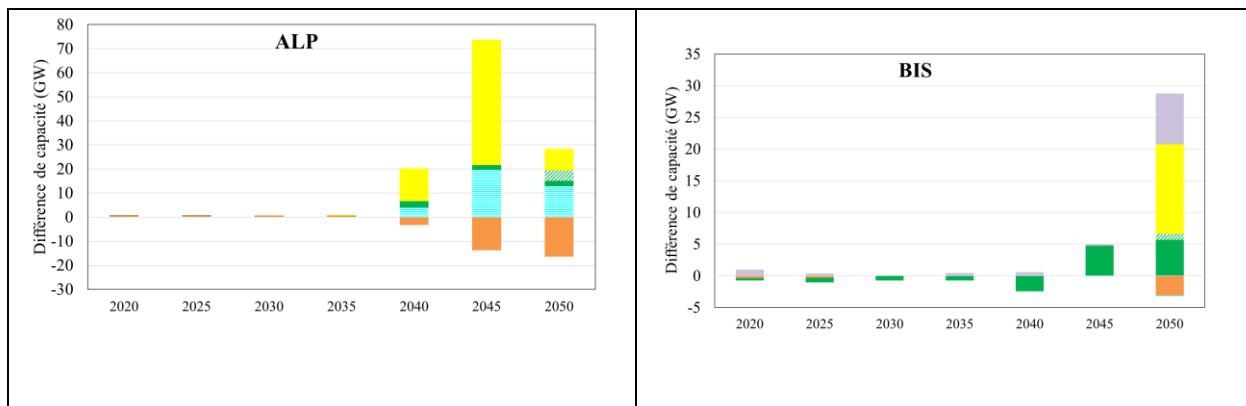


Figure 92- Différences de capacité dans le scénario NEUTR par rapport au scénario BASE pour l'ensemble des régions



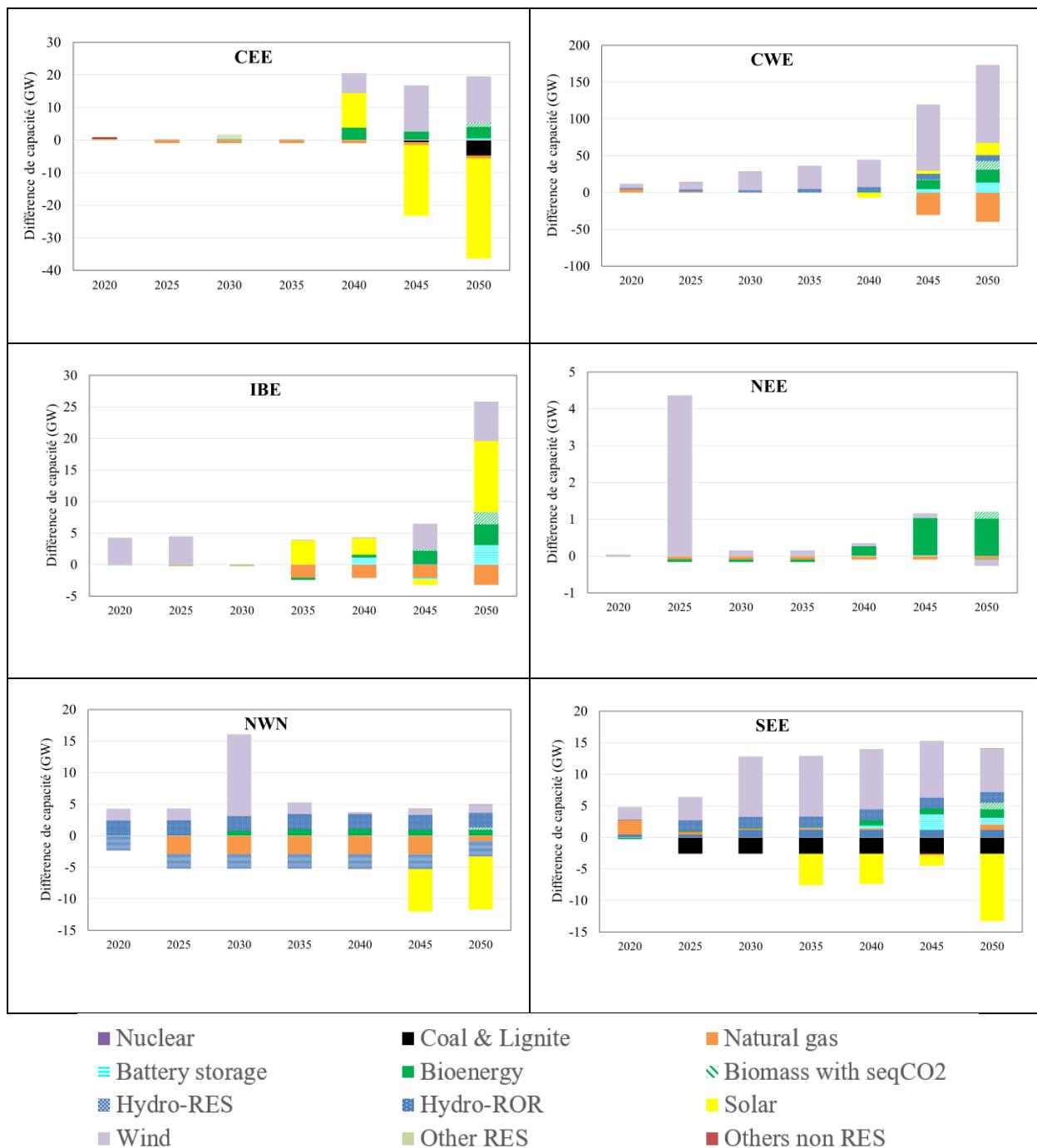


Figure 93- Différences de capacité dans le scénario NEUTR par rapport au scénario BASE

2.3. Les investissements dans les capacités de production

Par rapport au scénario de référence, les flux d'investissements dans le scénario de neutralité augmentent en moyenne de 15% (Figure 94) et sont majoritaires au sein de la zone CWE.

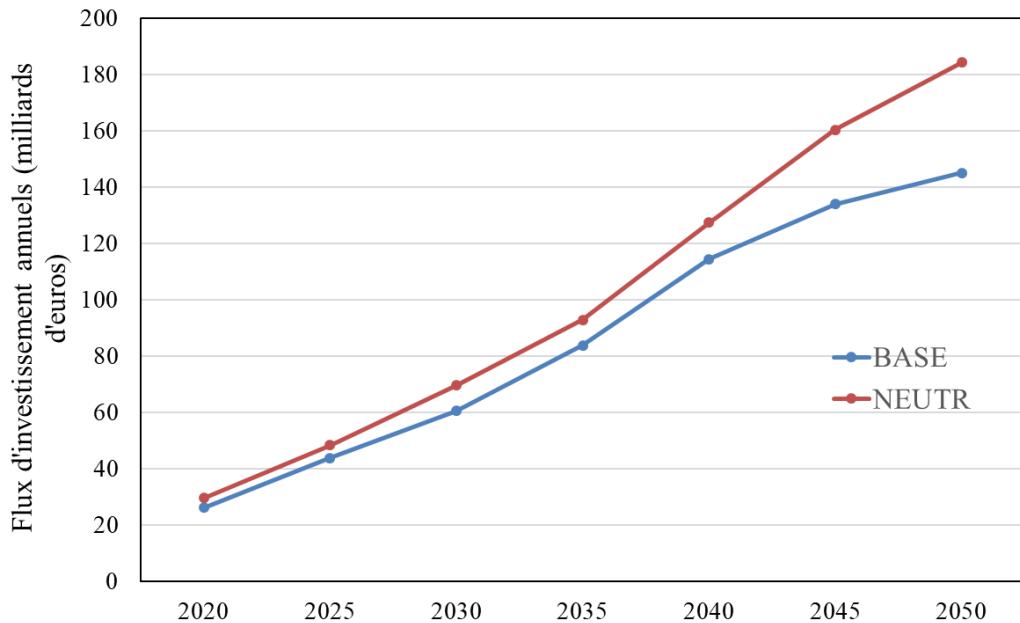


Figure 94- Comparatif des flux d'investissements dans les 29 pays du modèle eTIMES-EU entre le scénario de référence et le scénario de neutralité carbone

Les nouveaux investissements dans le mix de production concernent, en plus des options renouvelables, de nouvelles centrales nucléaires dans la zone SEE. La zone CWE concentre le plus d'investissements sur la période, principalement en France et en Allemagne. Les dynamiques d'investissement sur l'horizon sont inversées entre les zones CWE et NWN.

Tableau 48- Part par zone des nouveaux investissements dans le mix

Année	ALP	BIS	CEE	CWE	IBE	NEE	NWN	SEE
2020	3%	13%	12%	28%	6%	1%	31%	6%
2025	2%	14%	8%	33%	15%	2%	21%	6%
2030	2%	13%	8%	35%	13%	1%	19%	9%
2035	7%	12%	8%	37%	11%	1%	15%	8%
2040	8%	12%	10%	39%	10%	1%	13%	7%
2045	10%	12%	10%	41%	10%	1%	11%	6%
2050	10%	11%	9%	43%	10%	1%	10%	6%

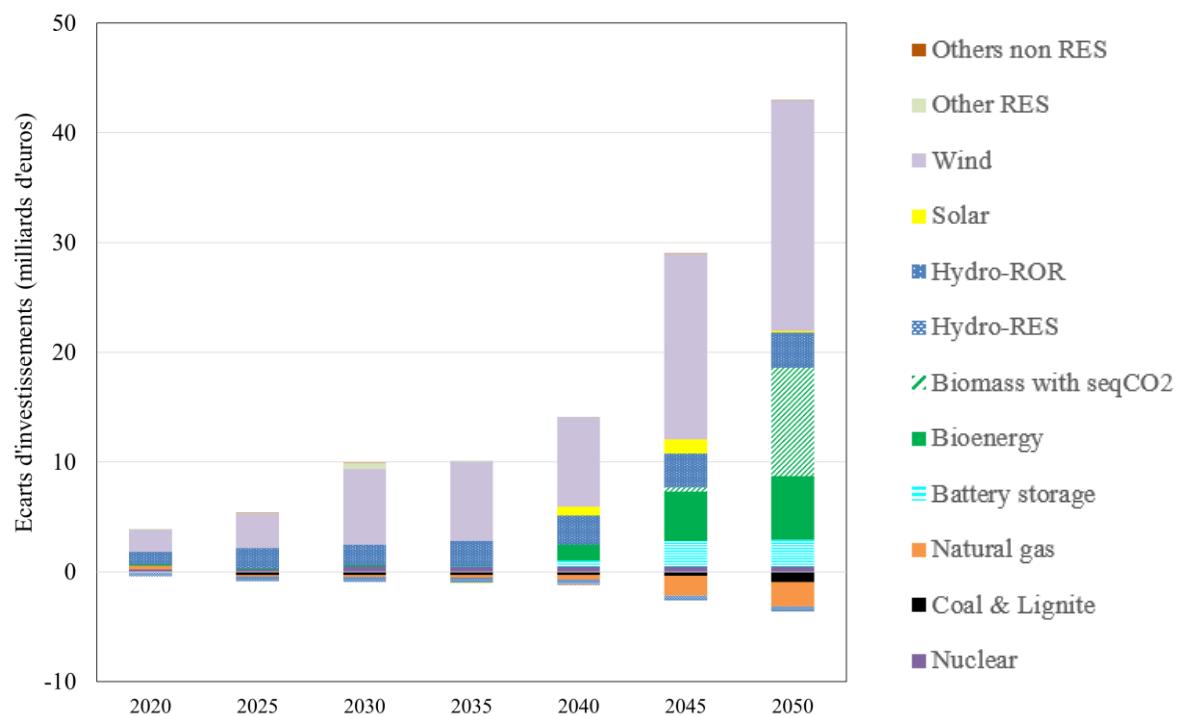


Figure 95- Ecart des flux d'investissements annuels entre le scénario de référence et le scénario de neutralité

2.4. Les émissions de CO₂

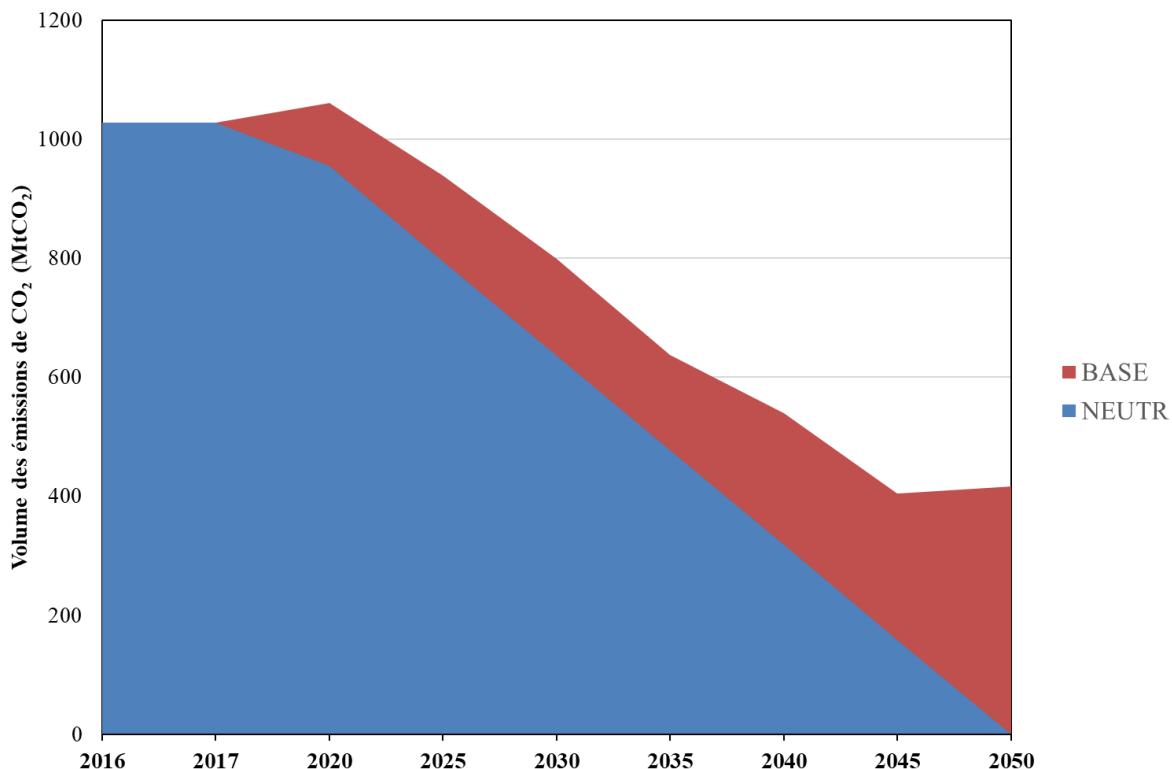


Figure 96- Volumes totaux des émissions de CO₂ dans les scénarios BASE et NEUTR

L'analyse de la Figure 96 ci-dessus traduit la nécessité d'entreprendre très en amont les changements dans la structure de production pour l'atteinte d'objectifs ambitieux de décarbonisation du mix électrique. Par rapport au scénario de référence, les émissions dans le scénario de neutralité sont réduites de 10% en 2020. Entre 2020 et 2050, on obtient une réduction du volume total des émissions de 31% entre le scénario NEUTR et le scénario de référence. La répartition de l'effort est très disparate à l'échelle des régions. Les zones IBE, CEE et SEE sont celles où on observe les plus gros efforts de réduction en début d'horizon (2020), entre 15% et 29% par rapport au scénario de référence. Sur l'ensemble de la période 2020-2050, en considérant individuellement les zones, le volume des émissions de la zone SEE est réduit de 47% par rapport au scénario de référence. Cette réduction est la plus importante observée sur cette période.

Par rapport à 2016, une réduction appréciable des émissions est observée dans différents pays dès 2030 dans le scénario NEUTR. Dans la zone CWE, les mix allemand et français réalisent respectivement 30 et 47% de réduction des émissions par rapport à 2016. Les Pays-Bas, qui représentent aujourd'hui environ 13,4% des émissions liées à la production d'électricité et de

chaleur de la zone, derrière l'Allemagne (72,6%) et devant la France (8,46%), réalisent une réduction d'émissions de l'ordre de 60%. En Belgique, on note une augmentation des émissions de 16% liée à la fermeture des centrales nucléaires en 2025. Dans la zone CEE, la Pologne affiche une décarbonisation plus avancée qu'en République Tchèque. Les niveaux de réduction atteints sont respectivement de 47% et 26%. La zone NEE va à contre-courant de toutes les autres en augmentant les émissions de 21% en Estonie à plus de 43% en Lettonie. Les émissions de la zone NE ne représentent néanmoins qu'un peu plus de 2% des émissions totales en 2030. Dans la zone NWN, initialement très peu émettrice (moins de 3% des émissions), les efforts de décarbonisation sont vite entrepris à un niveau plus faible en Suède (4%) et plus important au Danemark (86%) ou en Finlande (78%). Dans la zone SEE enfin, les réductions vont de 6% pour la Roumanie à 88% pour la Slovénie.

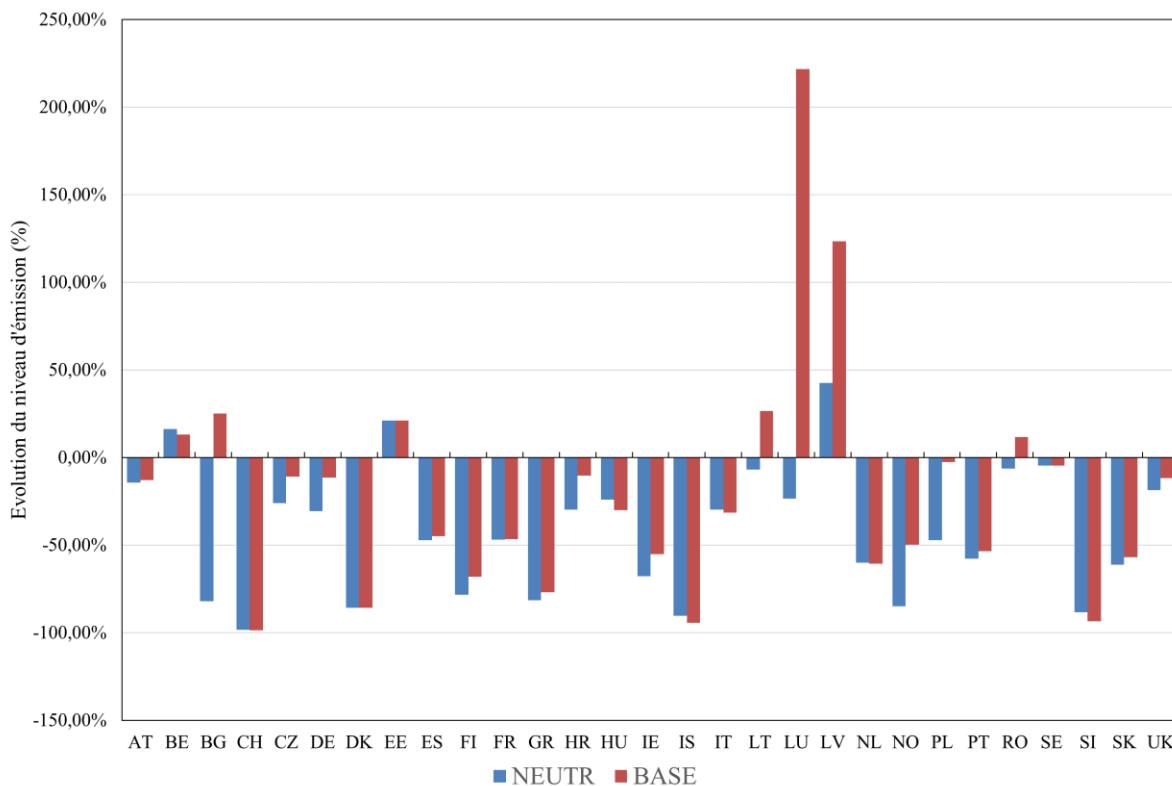
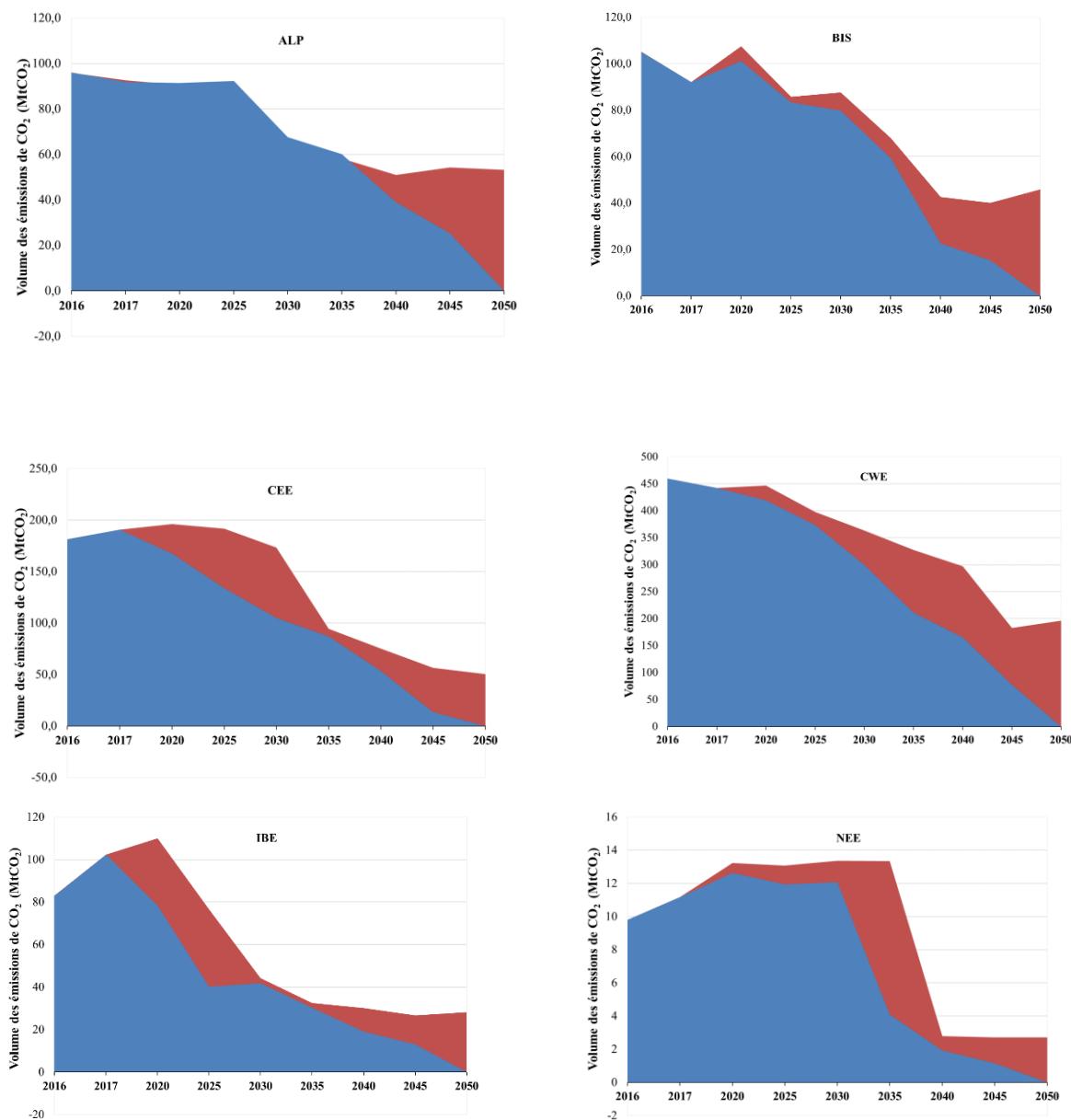


Figure 97- Evolution du niveau d'émission en 2030 par rapport à 2016 dans les scénarios BASE et NEUTR

La comparaison de l'évolution des niveaux d'émission en 2030 par rapport à 2016 permet d'identifier l'effort supplémentaire à réaliser dans certains pays. Par rapport au scénario de

référence, cet effort est modéré dans des pays comme le Royaume-Uni, l'Allemagne et la République Tchèque mais plus important en Pologne, en Bulgarie, en Hongrie et au Luxembourg.



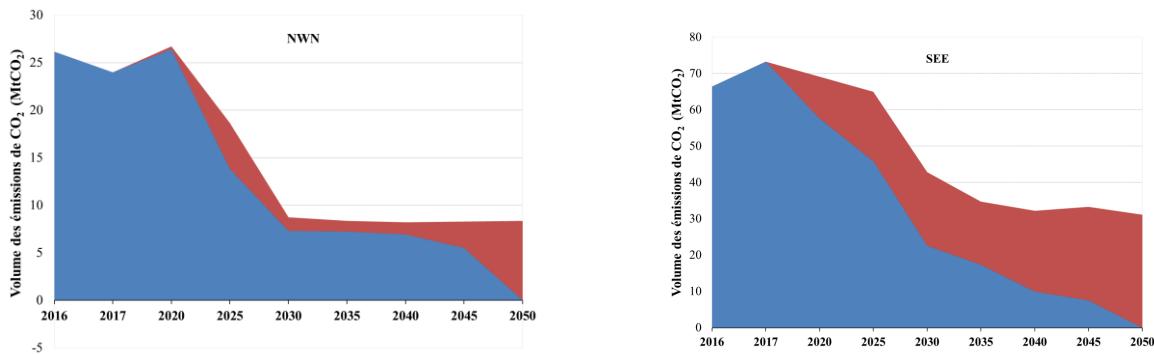


Figure 98- Volumes des émissions par groupe de régions

Tableau 49- Réduction de l'intensité CO₂ (g CO₂/kWh) par groupe de régions dans le scénario NEUTR par rapport à 2016

Zone/Période	ALP	BIS	CEE	CWE	IBE	NEE	NWN	SEE
2030	-35%	-40%	-51%	-41%	-59%	-35%	-80%	-69%
2040	-71%	-84%	-81%	-71%	-82%	-87%	-82%	-88%

2.5. Focus sur la zone SEE

Le burden share de la zone SEE contraint la région à adopter dans le scénario NEUTR une trajectoire qui, par rapport au scénario de référence, lui permet d'éviter environ 30 MtCO₂ d'émission en 2050, soit 50% du volume d'émission initial en 2016. Dans le mix de production, les réductions d'émission sont observées dès 2020 avec une part réduite de la production de charbon par rapport au scénario de référence. Des sorties anticipées de la production d'électricité à partir du charbon et du lignite s'opèrent en Croatie en 2030 et en Roumanie en 2035. Sur l'horizon, la satisfaction de la demande repose sur l'utilisation d'une quantité accrue de production d'origine nucléaire et également éolienne.

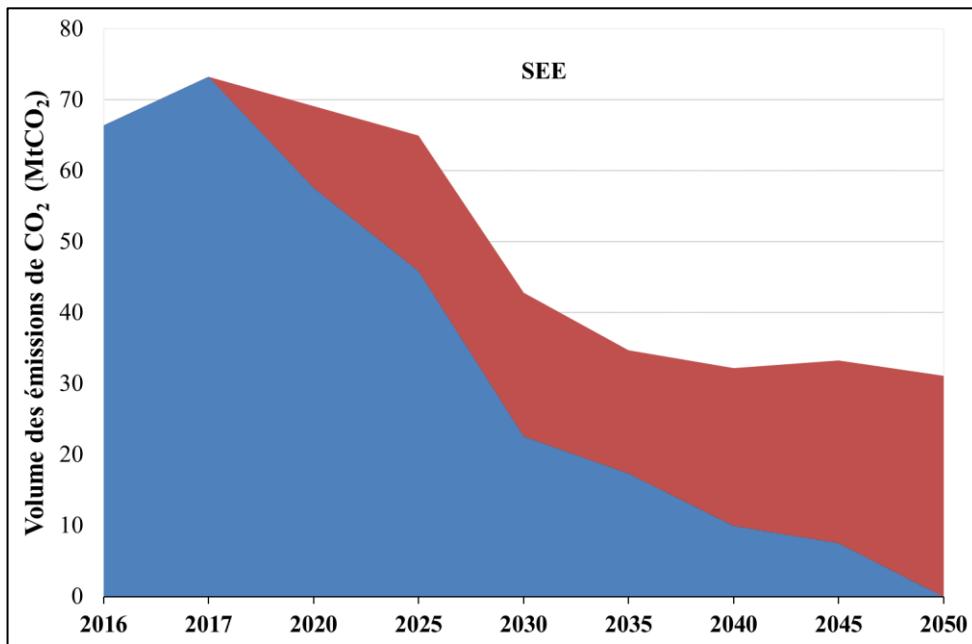


Figure 99- Evolution des émissions dans le scénario BASE et le scénario NEUTR dans la zone SEE

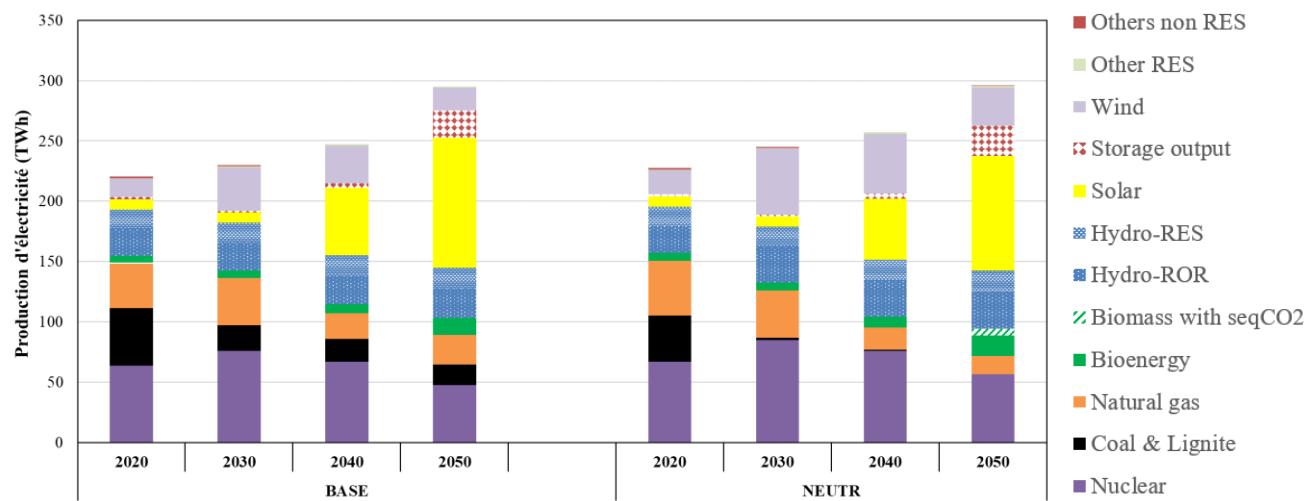


Figure 100- Production d'électricité dans la zone SEE dans les scénarios BASE et NEUTR

Les flux d'investissement annuels sur la période 2030-2050 augmentent en moyenne de 32%. De 2030 à 2050, le déploiement des nouvelles capacités éoliennes est multiplié par 8 en

Hongrie, par 4 en Croatie et par 2 en Roumanie, par rapport au scénario de référence. Ce développement reste cependant inférieur à celui des capacités solaires, majoritaires dans la région.

Tableau 50 - Nouvelles installations éoliennes (GW) dans la zone SEE sur la période 2025-2050

Pays	BASE	NEUTR
BG	0,76	0,76
GR	9,94	10,00
HR	0,42	1,79
HU	0,37	2,85
RO	3,37	8,10
SI	0,00	0,00
SK	0,00	0,00

Tableau 51- Nouvelles installations solaires (GW) dans la zone SEE sur la période 2025-2050

Pays	BASE	NEUTR
BG	5,45	10,10
GR	33,41	33,37
HR	3,65	3,57
HU	23,93	17,79
RO	12,82	5,09
SI	0,23	0,23
SK	1,85	0,53

En conclusion, le scénario de neutralité entraîne pour la zone SEE une accélération des projets de fermeture des centrales charbon en Roumanie et en Croatie et dans cette dernière un développement important de la ressource éolienne. Le rythme annuel moyen de développement des installations éoliennes sur la période 2013-2018 en Croatie est de 67MW. L'objectif de neutralité décrit ici prévoit un déploiement d'une capacité de 1,8 GW d'ici 2030, ce qui requiert pour la zone de tripler son rythme moyen actuel. Pour le solaire, 3,6GW doivent être installés d'ici 2035, ce qui représente 240 MW annuels à partir de 2020. Le rythme moyen de 9,7MW annuels observé entre 2013 et 2018 est éloigné de cette dynamique mais la capacité requise reste de loin inférieure aux 9,5GW installés entre 2010 et 2011 en Italie.

3. Comparaisons avec la littérature

La forte part des énergies renouvelables notamment solaire et éolienne dans la production d'électricité en 2050 représente une constante dans la plupart des scénarios de décarbonisation du mix à cet horizon. Dans le scénario de neutralité CO₂ étudié ici, le solaire et l'éolien représentent 62,5% de la production totale en Europe en 2050 et la part totale de production renouvelable est de 86%. L'étude de M. Haller et al. [199] considérant les systèmes électriques de la plaque européenne, du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord projette une part de la production intermittente d'un peu plus de 70% à cet horizon dans un scénario de réduction des émissions de GES de 90% en 2050 par rapport à 2010. La part du système européen en particulier n'est pas spécifiée dans l'étude mais la taille du système électrique en Europe comparée aux deux autres modélisées laisse y présupposer des niveaux plus importants de pénétration. G. Pleßmann et P. Blechinger [65] estiment qu'en 2050, une profonde décarbonisation⁵⁴ du mix de production pourrait être réalisée avec 98,5% de la production électrique en Europe d'origine renouvelable. Les hypothèses de leur étude incluent l'absence de nouvelles constructions nucléaires et hydroélectriques⁵⁵. Dans un scénario matérialisant une décroissance linéaire des émissions de CO₂ entre 2015 et 2050 pour atteindre un niveau inférieur à 2% des volumes actuels en d'horizon, C. Gerbaulet et al. [201] évaluent la part de la production éolienne à 60% et celle de la production solaire à un peu plus de 25% de la production électrique totale en 2050. Dans ces scénarios où un faible niveau d'émissions résiduelles existe en fin d'horizon, la technologie de captage et de stockage du carbone n'intervient pas dans la production électrique. La part totale de renouvelable en fin d'horizon dans le scénario de neutralité est légèrement supérieure au maximum de 85% des scénarios de l'étude de la commission européenne [202]. La part évaluée ici reste dans l'intervalle estimé par les autres études mentionnées dans le document. La part de la production intermittente dans notre étude est située légèrement en dessous de l'intervalle de 65-72% des différentes projections de la commission. Les parts respectives du solaire (23%) et de l'éolien (39%) respectent l'ordre de mérite⁵⁶ des deux moyens de production même si on note dans notre cas une plus grande contribution de la production solaire et une proportion réduite de l'éolien.

⁵⁴ réduction du niveau d'émissions de CO₂ de 98,4% par rapport aux niveaux de 1990

⁵⁵ STEP incluses

⁵⁶ La part de l'éolien est supérieure à celle du solaire

La part totale de la bioénergie (avec ou sans séquestration) pour la production d'électricité représente 11,3% dans le scénario de neutralité décrit ici. Cette part est un peu plus élevée que les 10% du scénario le plus ambitieux de la commission européenne pour le développement des options de captage et stockage du carbone dans le système. Les parts minimales et maximales relevées dans les différentes études sont respectivement de 8% et 12%.

La décroissance de la production nucléaire observée sur l'horizon dans le scénario NEUTR est partagée par les études [65], [199], [201] qui anticipent pour certaines une production nulle en fin d'horizon. La valeur de 5% estimée ici est inférieure aux 12-15% de la commission.

En termes de capacités, la production d'électricité en 2050 dans le scénario NEUTR mobilise quelques 834 GW de capacité solaire et 727 GW de capacité éolienne sur les 2246 GW de capacité de production⁵⁷ en 2050. Les scénarios de la commission européenne projettent des capacités installées en 2050 comprises entre 1700 GW et jusqu'à 2800 GW pour le scénario le plus ambitieux par rapport à la contribution des options technologiques. La capacité éolienne totale varie entre 700 GW et un peu plus de 1200 GW. Nos résultats se situent dans la limite basse de cet intervalle. Pour le solaire, l'expansion anticipée conduit à des capacités comprises entre 500 GW et un peu plus de 1000 GW en 2050. L'étude de C. Gerbaulet [201] estime qu'environ 880 GW de capacité solaire et 1010 GW de capacité éolienne seront installées en 2050. Pour G. Pleßmann et P. Blechinger [65], la capacité totale installée en 2050 atteint 2896 GW en 2050 et les capacités solaire et éolienne sont respectivement de 909 GW et 1485 GW. Ces études imposent pour certaines une limite sur le déploiement des capacités hydroélectriques ou de séquestration qui peuvent expliquer une partie de l'écart observé dans le déploiement des technologies éoliennes et la capacité totale. Les options de stockage fournissent en plus des interconnexions une option de flexibilité facilitant l'intégration de la production intermittente. Les batteries et les STEP représentent 143,5 GW de capacité en 2050 pour le scénario NEUTR et produisent 244 TWh d'électricité en 2050. Les scénarios de la commission projettent une contribution du stockage entre 170 TWh et 270 TWh en 2050. Les options technologiques représentées dans ces scénarios sont plus variées que celles que nous considérons dans le modèle eTIMES-EU. Elles incluent des formes de flexibilité supplémentaires en considérant l'ensemble du système énergétique. Les batteries stationnaires représentent néanmoins dans les deux cas, l'option principale de stockage d'électricité. La

⁵⁷ Hors STEP

discussion de C. Gerbaulet et al. sur la place des options de stockage dans un système électrique décarbonisé fait ressortir une plage de capacités installées allant de 100 GW à 1000 GW dans les différentes études. Les auteurs relèvent les éléments pouvant expliquer cette large plage de variation et évoquent le cadre de l'étude, les hypothèses technologiques et le niveau de détail de la représentation temporelle ou des conditions d'utilisation. Il existe en outre une compétitivité naturelle entre la flexibilité apportée par les interconnexions et celle des moyens de stockage. En ce sens, les choix liés au développement des interconnexions ont un impact non négligeable sur l'expansion des autres formes de flexibilité. Les hypothèses optimistes de déploiement des interconnexions transfrontalières considérées ici pourraient expliquer l'incrément modéré de capacités de stockage obtenu dans le scénario NEUTR.

Cette comparaison à l'échelle européenne permet de situer les résultats du scénario de neutralité étudié ici. Vu la diversité des approches pour la définition de la décarbonisation du mix, nous avons préféré concentrer notre discussion sur la fin d'horizon en 2050. A cette période, les niveaux d'émissions résiduels étaient négligeables dans les études considérées. Notre étude fournit des résultats cohérents avec la littérature sur les parts des différentes technologies dans le mix. Quelques différences sur les capacités installées ont été relevées sans pour autant remettre en question la dynamique de la transformation à opérer dans le système électrique européen. Pour compléter la vision de la neutralité présentée ici, nous réalisons dans la section suivante une analyse de sensibilité sur des éléments relevés pour certains par la comparaison qui précède.

II- Variantes du scénario de neutralité

Nous nous proposons dans cette partie d'évaluer des trajectoires alternatives de décarbonisation du système électrique en posant différentes options sur la disponibilité des technologies et les échanges d'électricité. Ces scénarios visent d'un point de vue stratégique à répondre aux questions :

- ★ Dans quelle mesure une neutralité sans CSC peut-elle s'entrevoir ?
- ★ Comment les balances nationales actuelles impactent-elles la décarbonisation ?

1. L'effet de la disponibilité de la technologie CSC

1.1. Description du scénario alternatif

Le premier scénario NEUTR_NO_CCS reprend les mêmes hypothèses que le scénario de neutralité carbone en incluant une contrainte supplémentaire de non-déploiement d'options de capture et de stockage du carbone sur tout l'horizon.

1.2. Résultats et interprétations

Le trade-off entraîné par la non-disponibilité du CSC déployé par défaut à partir de 2045 est traduit par plus de production renouvelable et nucléaire en 2050 à la place du gaz naturel. La production totale au cours de cette année est légèrement plus élevée dans le scénario NEUTR_NO_CCS que dans le scénario NEUTR. La part globale du renouvelable variable est également plus élevée dans cette variante que dans le scénario de neutralité. Elle est de 68% dans le deuxième cas contre 63% dans le premier. A l'échelle des pays, les progressions les plus importantes de cette augmentation sont observées en Allemagne (+19%), aux Pays-Bas (+17%), en Slovaquie (+16%) et en Croatie (+13%). En France, on observe une tendance inverse. La part de renouvelable est réduite de 5% et le mix de production intègre de nouvelles capacités nucléaires.

En termes de capacités, 94 GW de capacité solaires et 59GW d'éolien sont nécessaires en fin d'horizon pour remplacer une partie des 21GW de capacité BECCS installés dans le scénario de neutralité. Les capacités solaires sont principalement installées en Allemagne (2/3 des installations) et les capacités éoliennes sont réparties entre le Royaume-Uni (34%), l'Italie (23%), les Pays-Bas (21%) et l'Espagne (16%). L'Allemagne concentre également le quart des 48GW de capacités de bioénergie supplémentaires nécessaires en 2050.

La non-disponibilité des technologies de captage et stockage du carbone est une option à entrevoir dans le processus de décarbonisation du mix électrique européen. L'analyse de sensibilité réalisée ici montre qu'une telle éventualité nécessite entre 2020 et 2050 à l'échelle européenne, par rapport au scénario de neutralité carbone, un déploiement annuel supplémentaire de 3,8 GW d'installations solaires, 2,5 GW d'installations éoliennes et la construction de 2,3 GW d'installations utilisant de la biomasse. Dans certains pays comme le Portugal, l'Espagne ou encore la Suède les niveaux de renouvelable variable sont équivalents dans les deux scénarios. Le faible

remplacement requis par l'absence de CSC y suggère une faible dépendance face à cette technologie pour l'atteinte de la neutralité en 2050.

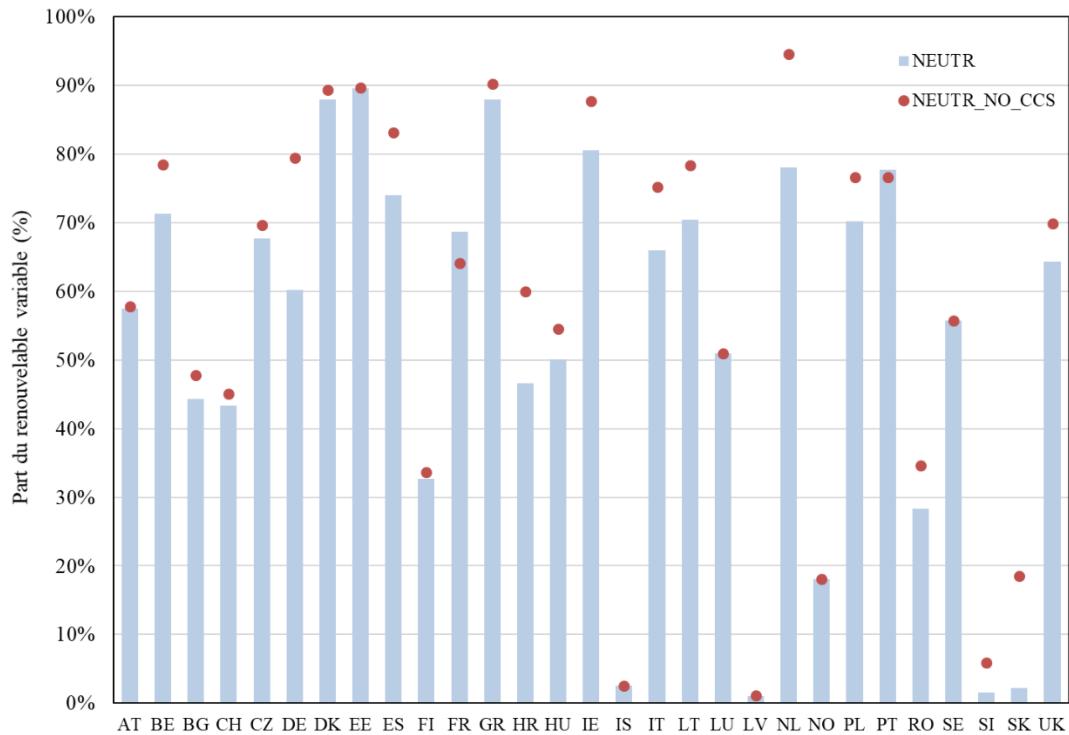


Figure 101- Evolution de la part du renouvelable variable dans le scénario de neutralité et le scénario sans CSC

2. L'effet des balances d'échanges nationales

2.1. Description du scénario alternatif

Cette deuxième variante (**NEUTR_IMP_ACTUAL**) se focalise sur l'impact à long terme des politiques d'indépendance énergétique de certains pays en Europe. En conservant la contrainte de neutralité en fin d'horizon, nous y limitons dans chaque pays la part des imports par rapport à la demande entre 2020 et 2050 aux niveaux observés en 2018 (voir Figure 91).

2.2. Résultats et interprétations

Face à la contrainte sur les parts des imports, les volumes totaux d'électricité échangés sur le réseau entre 2020 et 2050 sont réduits de 43,3% dans le scénario **NEUTR_IMP_ACTUAL** par rapport aux niveaux du scénario **NEUTR**. A l'échelle des zones, il convient de remarquer différents éléments repris par la Figure 102. Le scénario **NEUTR** identifie en 2050 quatre zones

importatrices : la zone ALP, la zone BIS, la zone CWE et la zone SEE, les plus importatrices étant les zones BIS et CWE. Dans le scénario NEUTR_IMP_ACTUAL, ce sont les zones ALP, BIS, NEE et SEE qui importent de l'électricité en fin d'horizon. Le statut des zones ALP, BIS et SEE reste inchangé d'un scénario à l'autre. La zone CWE par contre est exportatrice nette d'électricité dans le scénario NEUTR_IMP_ACTUAL en 2050. Le Tableau 52 ci-dessous regroupe les balances nettes des échanges pour l'ensemble des zones en 2050 en fonction des différents scénarios.

Tableau 52- Balances nettes en TWh des échanges d'électricité en 2050 par zone dans les différents scénarios

Scénario	ALP	BIS	CEE	CWE	IBE	NEE	NWN	SEE
NEUTR	41,8	72,8	-26,9	47,6	-45,5	-7,4	-90,5	8,1
NEUTR_IMP_ACTUAL	41,3	17,4	-4,8	-17,4	-0,02	0,9	-40,7	3,3

Dans la zone BIS, on constate une forte réduction de la balance importatrice nette. Dans les zones IBE et NWN, les réductions observées traduisent un surplus d'exportation moins élevé dans le scénario NEUTR_IMP_ACTUAL que dans le scénario NEUTR. Dans la zone CWE, le ratio imports/demande actuel conservé dans le scénario NEUTR_IMP_ACTUAL rend la zone exportatrice en fin d'horizon contrairement au scénario NEUTR.

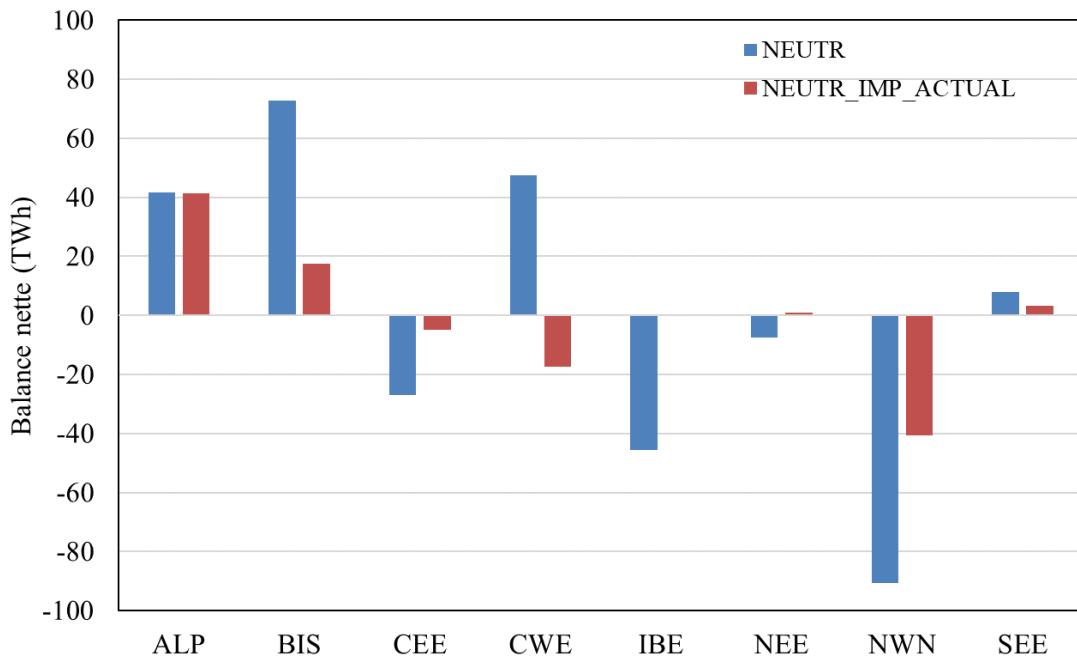


Figure 102- Balance importatrice nette des échanges dans les différentes zones en 2050 pour le scénario NEUTR et ses variantes

Le scénario NEUTR_IMP_ACTUAL intègre en 2050 61% de production renouvelable variable contre les 62,5% du scénario de neutralité carbone. Le tableau ci-dessous reprend les valeurs observées dans les différentes zones. La contrainte sur la part des échanges limite la pénétration de renouvelable dans les zones IBE et NWN fortement exportatrices dans le scénario NEUTR.

Tableau 53- Part du renouvelable variable dans les différentes zones en 2050

Scénario	ALP	BIS	CEE	CWE	IBE	NEE	NWN	SEE
NEUTR	66%	66%	69%	66%	75%	53%	44%	47%
NEUTR_IMP_ACTUAL	64%	69%	68%	63%	70%	57%	40%	47%

La conservation de la part actuelle des imports par rapport à la demande électrique totale dans chaque pays implique pour la neutralité en 2050 une plus faible intégration du renouvelable variable par rapport à un scénario où les pays échangentraient librement. Certaines zones en

particulier auraient un intérêt limité à accroître leur part de renouvelable dans le mix en fin d'horizon.

III- Les budgets carbone

1. Description des scénarios étudiés

Introduite par le GIEC, la notion de budget-carbone désigne un volume total cumulé d'émissions sur une période. D'après les estimations du groupement, contraindre le volume cumulé d'émissions de CO₂ sur la période de 2018 à 2050 à 420 GtCO₂ assurerait 66% de chance de limiter l'augmentation de la température moyenne terrestre à 1,5°C. Pour un budget de 580 GtCO₂, cette probabilité est de 50%. Si la neutralité carbone était atteinte en 20 ou 30 ans, on aurait 8 chances sur 10, de rester dans un budget de respectivement 420 GtCO₂ ou 580 GtCO₂. L'approche par budget-carbone constitue une alternative à la définition de niveaux annuels d'émissions. Elle a notamment été utilisée par Burton et al. [203] sur la période 2015-2050 pour évaluer l'impact de différents budgets sur le système énergétique sud-africain.

Nous considérons dans le cadre de cette étude, 4 niveaux de contraintes de budget-carbone sur la période 2020-2050. Ces niveaux cumulés d'émissions de CO₂ sont définis par rapport à un budget de V_{ref} = 32 Gt. Ce volume correspond au volume total qu'émettrait le système si les émissions annuelles entre 2020 et 2050 étaient maintenues au niveau d'émission annuel de 1,03 Gt observé dans l'année de base. Le scénario NEUTR-BUDGET50 correspond à une réduction de moitié du V_{ref}. Le système y est contraint à émettre sur la période 2020-2050, la moitié de ce qu'il aurait émis en gardant un niveau d'émission constant 1,03 Gt sur toute la période. Le scénario le plus contraignant, le NEUTR-BUDGET80 contraint les émissions cumulées à un volume réduit de 80% par rapport au V_{ref}.

Tableau 54- Niveaux de contrainte définis pour les budgets carbone

Nom du scénario	Définition du scénario	Contrainte sur le volume cumulé (GtCO ₂) des émissions sur la période 2020-2050
BUDGET-50	Réduction de 50% du V _{ref}	16,0
BUDGET -60	Réduction de 60% du V _{ref}	12,8
BUDGET -70	Réduction de 70% du V _{ref}	9,6
BUDGET -80	Réduction de 80% du V _{ref}	6,4

2. Résultats et interprétations

2.1. Le mix de production électrique

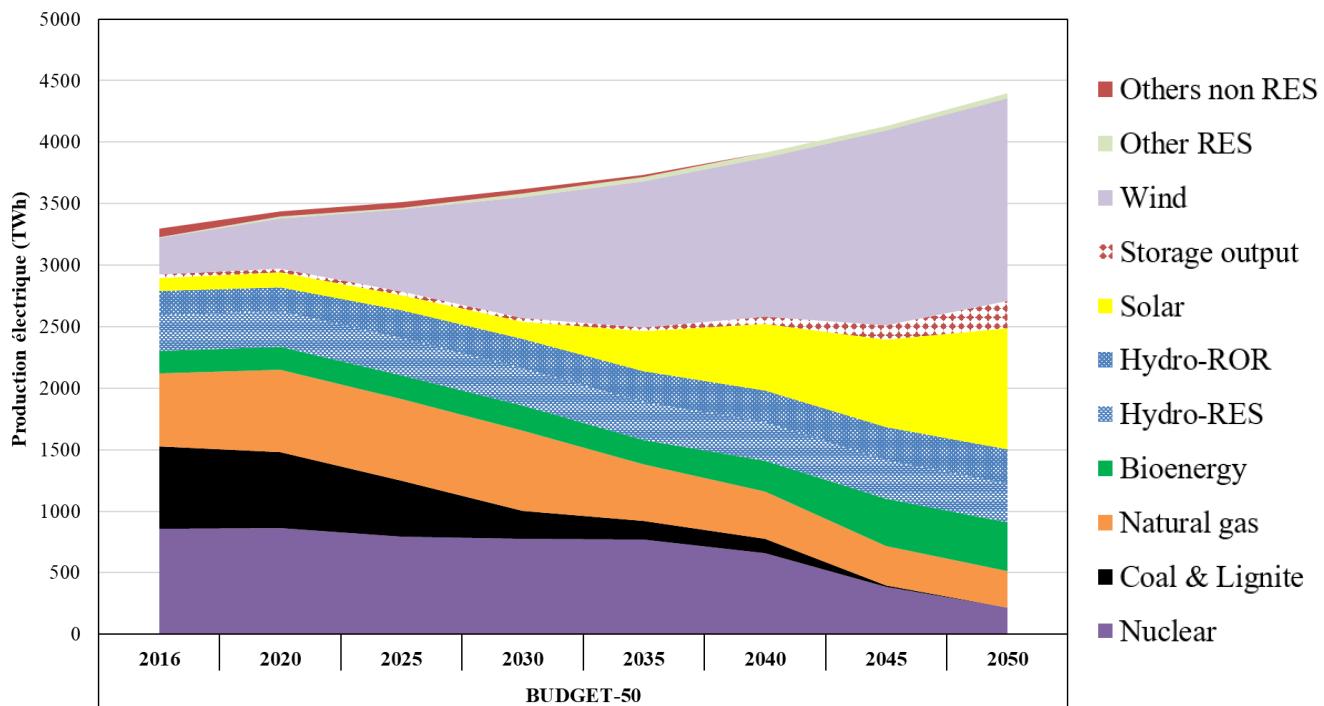


Figure 103- Evolution du mix de production électrique global dans le scénario BUDGET - 50

A l'échelle des 29 pays du modèle, les productions éoliennes et solaires dans le scénario BUDGET-50 sont respectivement multipliées par 6 et par 9 en fin en 2050 par rapport à 2016. L'évolution de la production électrique à partir du gaz naturel est marquée par une hausse jusqu'en 2030 suivie d'une décrue pour atteindre en 2050 une réduction de 51% par rapport aux niveaux de 2016.

La hausse de la production solaire est perceptible dans toutes les zones à l'exception des zones BIS, NWN et NEE où sa disponibilité est faible (voir Figure 105). Dans la zone ALP, 62% de l'électricité en 2050 est fournie à partir de cette ressource. L'évolution dans les zones BIS et NEE est marquée par une forte intégration de la production éolienne. Dans ce scénario, on note l'absence de l'utilisation du CSC.

Le Tableau 55 ci-dessous donne la part de renouvelable variable dans le mix en 2030 et en 2050 dans chaque zone.

Tableau 55- Part de renouvelable variable dans le mix de production en 2030 et en 2050 dans le scénario BUDGET -50

Zone	ALP	BIS	CEE	CWE	IBE	NEE	NWN	SEE
2030	15%	39%	30%	28%	49%	37%	28%	31%
2050	65%	67%	69%	66%	75%	57%	45%	50%

Le niveau le plus élevé est observé dans la zone ibérique qui atteint 75% de production renouvelable variable en 2050. La zone alpine réalise quant à elle la progression la plus rapide en passant de 13% en 2030 à 63% en 2050 grâce, principalement, au déploiement du solaire. La forte production renouvelable de la zone IBE en 2050 est principalement stockée ou exportée vers la zone CWE par l'intermédiaire de la France.

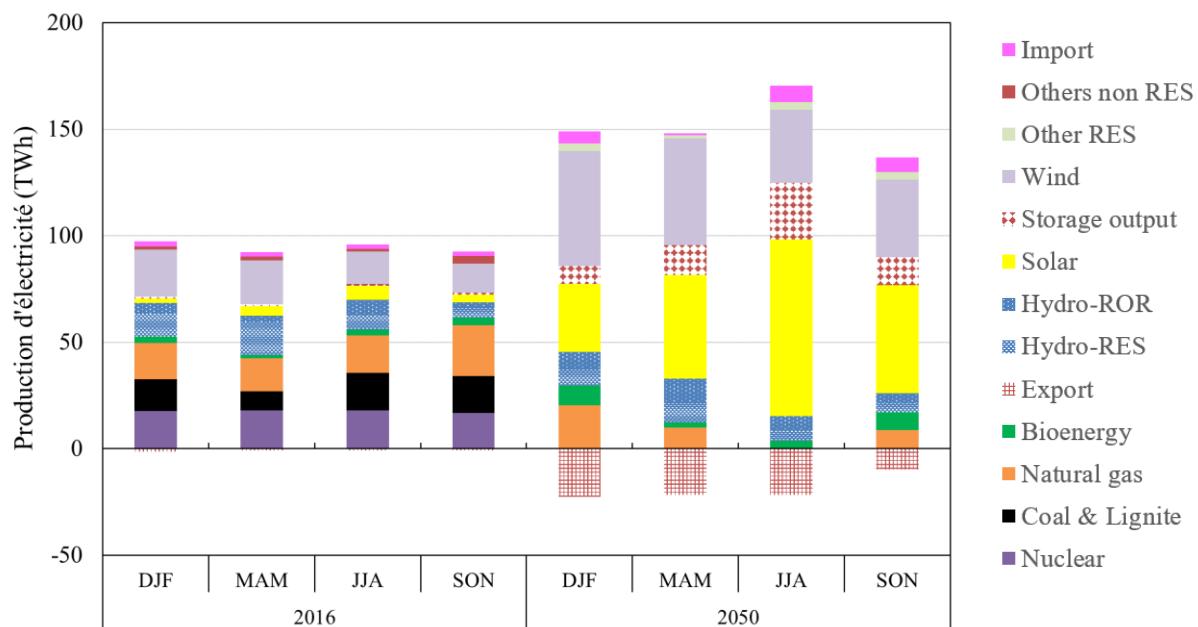
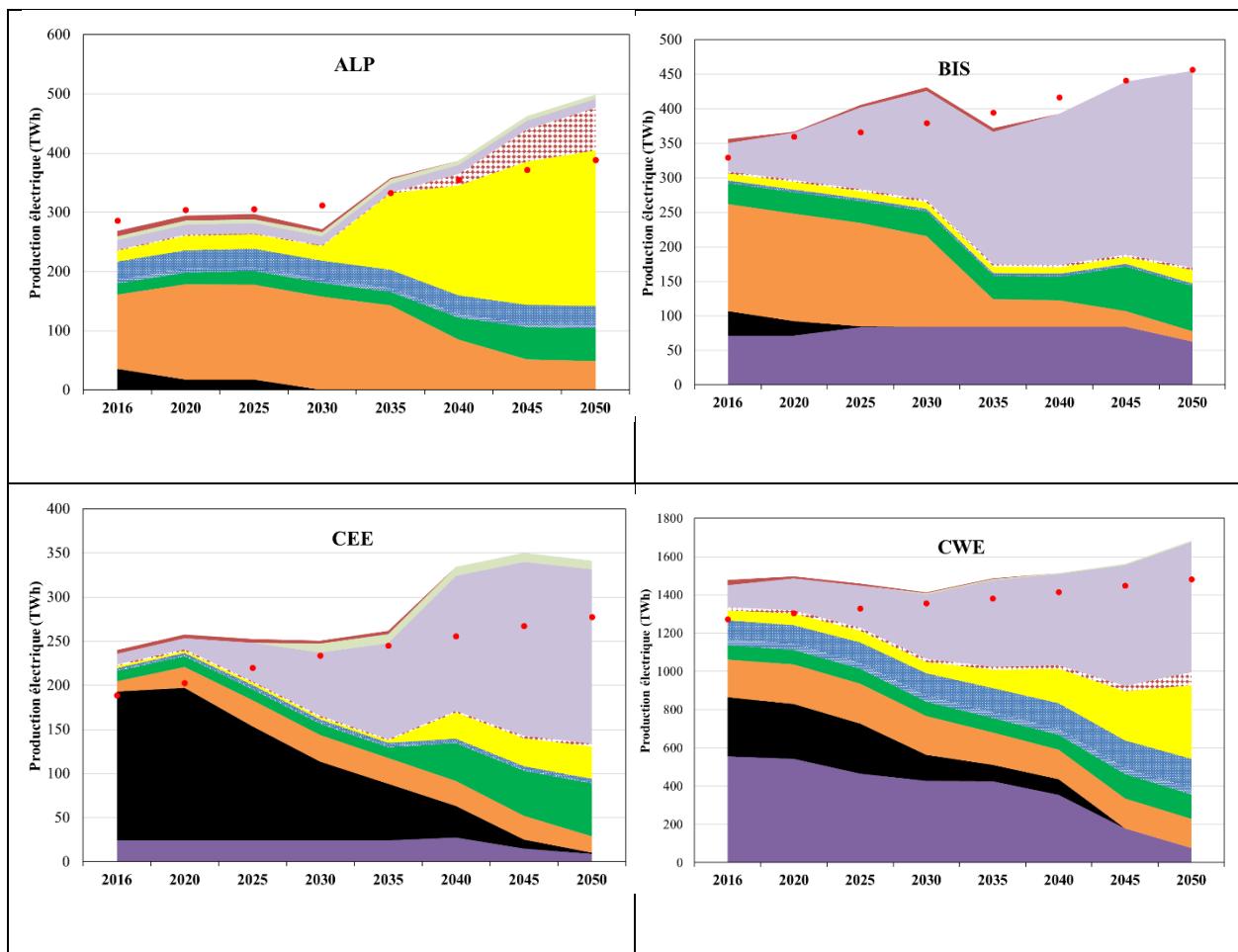


Figure 104- Production par saison dans la zone IBE en 2050 dans le scénario BUDGET -50

L'évolution vers des niveaux plus contraints de budgets carbone est caractérisée par un abandon plus rapide du charbon et l'intégration anticipée de volumes croissants de production renouvelable. Dans le scénario BUDGET -80, cet abandon du charbon est réalisé dès 2030 dans toutes les régions. En fin d'horizon, on observe une très faible différence entre les volumes de

production renouvelable variable du scénario BUDGET -50 et ceux des autres scénarios. La part globale à l'échelle des 29 pays est de 63% dans tous les scénarios.

Le respect de niveaux de plus en plus contraints de budgets carbone est déterminé par la rapidité de la mise en œuvre de la décarbonisation du mix et un déploiement plus important des technologies de captage et stockage du carbone. Dans le scénario BUDGET -80, ces dernières sont utilisées dès 2035 en substitution du gaz naturel et produisent entre 2035 et 2050, 5 fois plus d'électricité que dans le scénario BUDGET-60 et environ 2 fois plus que dans le scénario BUDGET-70.



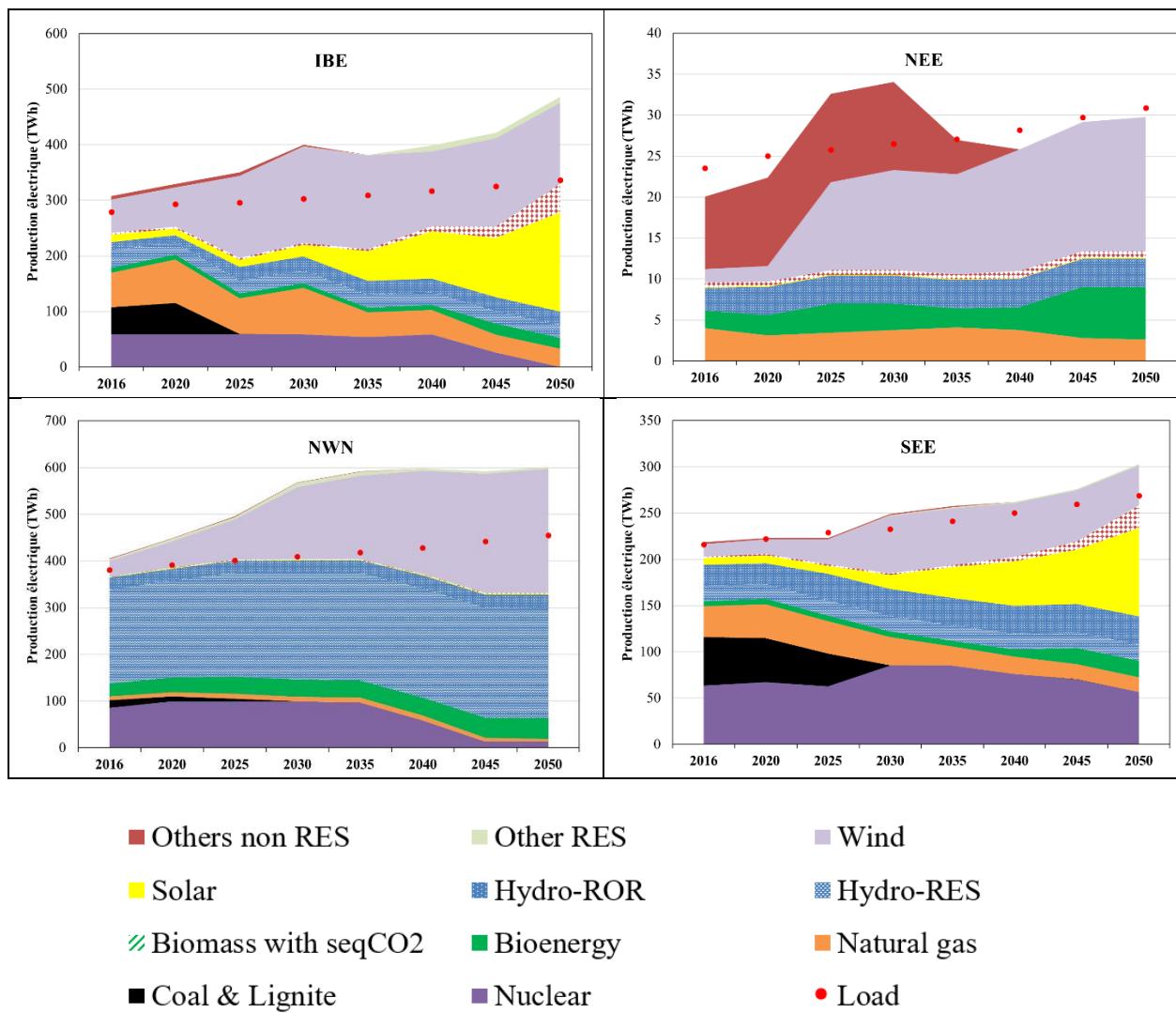


Figure 105- Production d'électricité dans les zones dans le scénario BUDGET -50

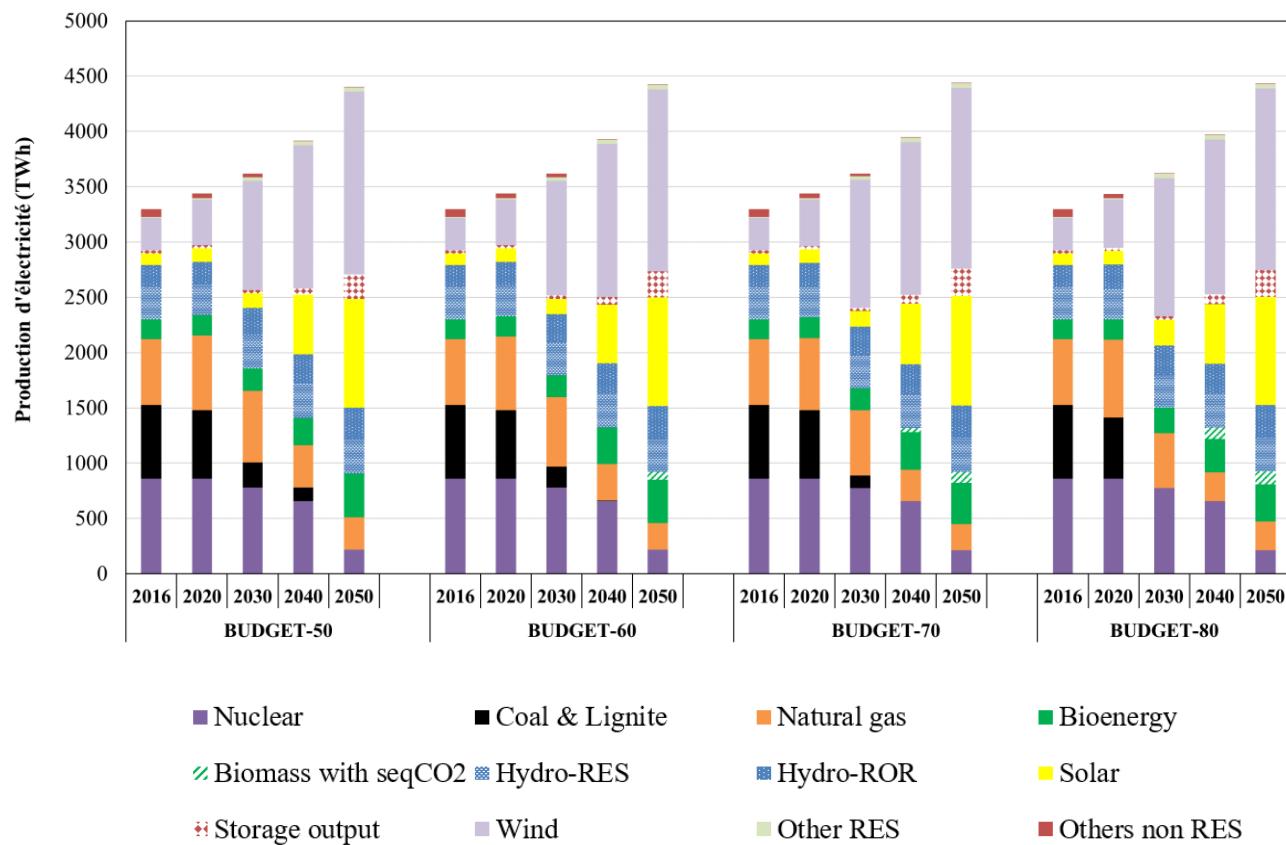


Figure 106- Evolution du mix de production dans les 4 scénarios de budget carbone

2.2. Les volumes de CO₂ émis

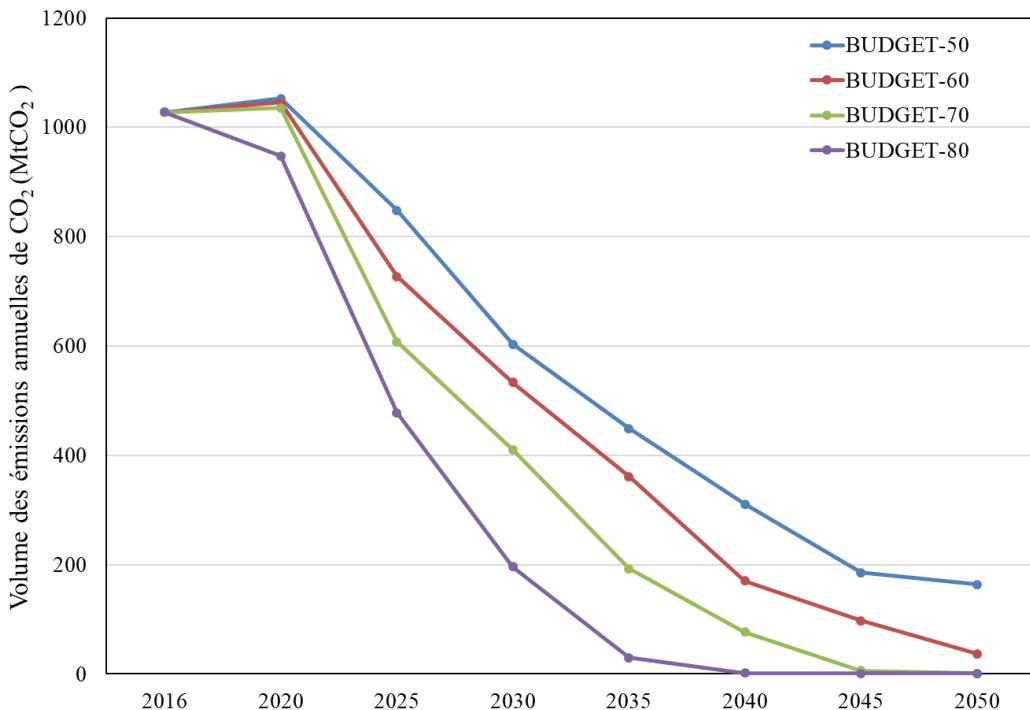


Figure 107- Volumes des émissions de CO₂ dans les différents scénarios dans l'ensemble des 29 pays du modèle

Dans les scénarios BUDGET -70 et BUDGET -80, on atteint à l'échelle européenne un volume d'émission presque nul en 2045. Dans le scénario BUDGET -80 uniquement, on observe une réduction des émissions entre 2016 et 2020 alors que l'inverse se produit dans tous les autres scénarios. Les pentes de réduction sont également très marquées dans ce scénario. Dès 2030, le volume des émissions est inférieur à 200 MtCO₂, soit une réduction de plus de 80% par rapport aux émissions en 2016. En comparaison, la réduction des émissions en 2030 par rapport à 2016 est respectivement de -41%, -48% et -60% dans les scénarios BUDGET -50, BUDGET -60, BUDGET -70. Déjà dans le scénario BUDGET -50, la décarbonisation observée correspond à une réduction des émissions de 84% en 2050 par rapport à 2016. Dans le scénario BUDGET-80, on assiste à une décarbonisation presque complète du système dès 2035 marquée par une réduction des émissions de plus de 97% par rapport 2016. A l'échelle des zones, les zones BIS, CEE et NEE atteignent la neutralité carbone à cet horizon.

2.3. Les capacités de production

Sur l'horizon, un peu plus de 200 GW de capacité ont été installés en plus dans le scénario BUDGET -80 par rapport au scénario BUDGET -50. Les rythmes de déploiement dans le Tableau 56 ci-dessous permettent d'identifier par zone et par type de technologie, l'effort supplémentaire d'installation nécessaire entre les scénarios BUDGET-50 et BUDGET-80. Cet effort est plus important dans la zone CWE et concerne principalement les capacités de bioénergie avec ou sans CSC et les capacités éoliennes.

Tableau 56- Rythme de déploiement des nouvelles capacités (GW) par période de 5 ans entre 2025 et 2050 dans les scénarios BUDGET-80 et BUDGET-50

Groupe de production	Scénario	ALP	BIS	CEE	CWE	IBE	NEE	NWN	SEE
Stockage par batteries	BUDGET-50	8,0	0,1	0,1	4,5	4,9	0,1	0,0	2,4
	BUDGET-80	10,6	0,2	0,1	5,5	5,6	0,1	0,0	2,4
Bioénergie	BUDGET-50	1,3	2,5	3,6	4,7	1,2	0,5	9,0	1,2
	BUDGET-80	0,4	3,5	5,7	9,9	2,2	0,8	9,8	1,7
Bioénergie avec CSC ⁵⁸	BUDGET-50	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	BUDGET-80	1,1	0,5	0,5	2,9	0,5	0,0	0,0	0,2
Hydro	BUDGET-50	0,0	0,0	0,1	2,8	0,6	0,0	1,3	0,5
	BUDGET-80	0,1	0,0	0,0	2,3	0,6	0,0	1,3	0,5
Gaz naturel	BUDGET-50	0,3	0,1	0,9	7,3	0,2	0,2	0,6	0,6
	BUDGET-80	0,0	0,3	1,3	6,1	0,0	0,1	0,5	0,7
Nucléaire	BUDGET-50	0,0	2,8	0,6	11,1	1,5	0,0	1,3	1,8
	BUDGET-80	0,0	2,8	0,6	11,1	1,5	0,0	1,3	1,7
Autres renouvelables	BUDGET-50	0,0	0,0	0,5	0,3	0,3	0,0	0,0	0,1
	BUDGET-80	0,0	0,0	0,5	0,3	0,5	0,0	0,0	0,1
Solaire	BUDGET-50	43,0	4,7	7,6	72,3	24,0	0,0	0,4	14,2
	BUDGET-80	42,1	5,6	6,6	73,4	24,2	0,0	0,3	14,9
Eolien	BUDGET-50	1,9	28,0	20,9	70,1	20,0	2,4	23,5	5,8
	BUDGET-80	5,4	27,6	20,8	80,9	20,3	2,8	24,4	10,0

⁵⁸ La technologie est considérée disponible à partir de 2030 dans le modèle. Le rythme calculé ici correspond à celui du déploiement moyen par période de 5 ans entre 2030 et 2050.

Conclusion du chapitre 4

Dans ce chapitre, le modèle eTIMES-EU construit a servi à comparer les évolutions optimales du système électrique européen dans des scénarios de décarbonisation du mix électrique. Les contraintes annuelles d'émission exprimées par le scénario de neutralité carbone en 2050 vont entraîner pour le système électrique une forte intégration des sources de production renouvelable. Entre 2016 et 2050, la production d'énergie solaire est multipliée par 9,5 et celle de l'éolien par 5,6. En 2050, la part de la production variable dans le mix est de 62%.

Cette forte intégration s'accompagne d'un triplement des échanges d'électricité. Dans certains pays comme la France et l'Allemagne, cette évolution des échanges entraîne en 2050 une part plus élevée de l'import par rapport à la demande électrique. L'intégration du renouvelable variable s'accompagne également d'un développement des options de stockage par batteries qui représentent un peu moins de 5% de la capacité de production installée en 2050. Dans la zone SEE, les centrales charbon ferment en Croatie en 2030 et en Roumanie en 2035. A partir de 2045, la capture et le stockage du carbone permet au système de réduire les émissions de CO₂ liées à l'utilisation du gaz naturel.

Des efforts de décarbonisation importants sont très vite observés dans certaines zones. Les zones CEE, IBE, NWN et SEE réduisent les émissions du mix de respectivement 42%, 49%, 72% et 66% dès 2020 par rapport au à 2016. Dans les zones ALP et BIS, l'évolution du mix et des émissions associées jusqu'en 2025 est similaire dans le scénario de référence et le scénario de neutralité. Ces zones pourraient supporter une part du burden share -dans l'évolution vers la neutralité- moins importante sur cette période.

Dans la variante du scénario de neutralité où le système est dépourvu de l'option CSC, le système intègre plus de production nucléaire, de production renouvelable et du stockage à la place de la production fossile en 2050. Dans certains pays en particulier, la progression de la production renouvelable variable face à l'absence du CSC traduit le risque lié à la considération de la disponibilité de cette technologie dans les plans de long terme. Ces progressions de la pénétration des options intermittentes les plus importantes sont observées en Allemagne (+19%), aux Pays-Bas (+17%), en Slovaquie (+16%) et en Croatie (+13%). La France intègre plus de capacité

nucléaire en fin d'horizon dans un scénario de non disponibilité du captage et du stockage du carbone,

Dans une seconde variante, nous questionnons les transformations du mix pour atteindre la neutralité tout en conservant dans chaque pays, le ratio observé en 2018 des imports d'électricité sur la demande. Dans ce scénario alternatif, 43,3% d'électricité en moins transite sur le réseau entre 2020 et 2050 et on remarque également une part plus faible du renouvelable variable dans les mix de production en fin d'horizon.

Enfin, nous avons adopté une autre approche pour estimer la décarbonisation du mix. Il s'agit de celle des budget-carbone qui limite le volume cumulé d'émissions de CO₂ entre 2020 et 2050. Cette approche, par rapport aux scénarios de neutralité carbone ne contraint pas les volumes d'émissions annuels et n'oblige pas à un volume nul d'émissions CO₂ en 2050. En considérant quatre volumes d'émissions compris entre 6,4 Gt et 16 Gt, nous avons mis en évidence la nécessité d'une sortie du charbon dès 2030 et d'une disponibilité des technologies de capture et de stockage au mieux en 2035 dans le cas du budget-carbone le plus faible.

En fin d'horizon, la forte intégration des renouvelables intermittents est une caractéristique commune pour tous les scénarios de décarbonisation étudiés. Nos résultats du scénario de neutralité présentent également une cohérence avec les études existantes dans la littérature.

L'hypothèse du climat moyen constant sur l'horizon 2020-2050 constitue une base de travail qui permet d'évaluer le futur face à un mode d'opération constant des sources renouvelables. Toutefois, la non-prise en compte de la variabilité des conditions climatiques sur un horizon aussi long peut être valablement considéré comme une limite à cette approche. Nous nous proposons donc dans la suite de ce travail d'améliorer la représentation du climat dans l'évaluation du long terme. Nous chercherons en particulier à quantifier l'impact des projections climatiques de long terme sur la trajectoire et les choix de décarbonisation du mix.

CHAPITRE 5: INTEGRATION DE LA VARIABLE CLIMATIQUE DANS LA MODELISATION PROSPECTIVE DU SYSTEME ELECTRIQUE EUROPEEN



« La démarche prospective recherche au sein de l'imaginaire, le souhaitable, soit pour ses éléments positifs, soit pour sa valeur décisive contre certains périls. » Pierre Massé

Introduction du chapitre 5

L'intégration d'une part croissante d'installations renouvelables dont la production est directement contrôlée par les conditions météorologiques fait prendre au climat une place de plus en plus importante dans la réalisation de l'équilibre offre-demande. L'exploitation des ressources intermittentes présente un double visage pour les gestionnaires d'électricité. En Grande-Bretagne par exemple, le gestionnaire du réseau de transport qui louait le rôle de l'éolien au 8 décembre 2019 de par sa contribution à plus de 40% de la production totale d'électricité, mettait en garde le 14 octobre 2020 contre la faible capacité de réserve disponible due en partie à une production éolienne exceptionnellement faible [204], [205]. L'effet combiné du climat sur la production et la demande peut également conduire à des situations de tension particulière sur le réseau électrique. La vague de chaleur en France en juillet 2019 avait engendré un pic de consommation de 60 GW dû principalement aux besoins de ventilation et de climatisation. Au cours de cette période, différents moyens de production dont les centrales nucléaires, les panneaux photovoltaïques et les centrales hydrauliques étaient soit à l'arrêt, soit incapables de fonctionner au maximum de leur

puissance à cause des niveaux trop élevés de température. La France a pu au cours de cette période, compter sur l'électricité importée chez ses voisins européens pour satisfaire la demande [206].

Ces évènements ponctuels et bien d'autres à l'échelle européenne, de même que les alertes du GIEC, enjoignent dans une certaine mesure, la planification à long terme du système électrique à penser le futur avec les effets du climat de demain. L'exercice de prospective du système électrique doit, autant que faire se peut, explorer des trajectoires futures intégrant l'impact climatique tant sur la production d'électricité que sur la demande. Différents travaux dans la littérature dont ceux relevés par J. Cronin et al. [207] et les travaux de J. Weber [208] ont entrepris d'évaluer les impacts directs et indirects du climat sur le système électrique. Aucune de ces études ne permet cependant de quantifier ces impacts de manière intégrée et coordonnée à l'échelle européenne.

Le travail proposé dans cette partie complète la littérature existante sur le sujet en réalisant avec le modèle eTIMES-EU une étude de l'évolution du système électrique européen face à différentes projections climatiques. A partir de données climatiques issues des scénarios RCP 4.5 et 8.5, un ensemble de méthodes physiques et statistiques est utilisé pour l'estimation des facteurs de capacité solaire, éolien et hydraulique de même que les niveaux futurs de la demande (électricité et chaleur) et la répartition de la demande infajournalière. Ces indicateurs énergétiques sont estimés de manière simultanée à l'échelle européenne et permettent, par rapport à une étude régionale, d'évaluer l'impact indirect du climat sur l'interdépendance entre les systèmes électriques européens. Nous chercherons, pour une contrainte de neutralité du système électrique à l'horizon 2050, à répondre ici à des interrogations de divers ordres :

- ★ Comment l'incertitude climatique peut-elle affecter le déploiement des capacités dans système électrique européen ?
- ★ Comment évoluent les besoins de flexibilité du système électrique face à l'incertitude climatique ?

Nous présenterons dans ce chapitre deux groupes de résultats, le premier décrit à la section III- qui représentent ceux du projet Clim2Power et le deuxième groupe de résultats qui est issu d'une analyse de sensibilité sur le rythme de déploiement des centrales éoliennes en mer, le potentiel hydraulique et la disponibilité saisonnière des nouvelles centrales nucléaires.

I- Interdépendances entre climat et production électrique

1. Au niveau de la demande

Une première preuve de l'impact du climat sur la demande d'énergie en Europe réside dans les variations saisonnières de cette dernière. La demande hivernale est supérieure à la demande estivale. Cette variation de la demande est corrélée à celle des températures au cours des deux saisons. En hiver, la demande de chauffage dans le résidentiel et les industries augmente fortement par rapport au reste de l'année. Pendant l'été, l'utilisation de la climatisation permet de refroidir les espaces de vie et de travail. La demande électrique se retrouve impactée par l'usage d'équipements de chauffage électrique et d'éclairage pendant l'hiver et de climatiseurs pendant l'été.

Différentes études [23], [189], [209], [210] ont par ailleurs cherché à caractériser à des échelles temporelles et géographiques diverses, le lien entre la température et la demande électrique. Elles y apportent différents éclairages. En réalisant une étude sur la période 1985-2000 sur 15 pays en Europe, l'étude de Bessec et Fouquau [189] conclut qu'au cours des récentes années, la sensibilité de la consommation d'électricité à la température a augmenté. En comparant avec différentes autres variables climatiques (le vent, l'irradiation solaire et l'index d'humidité), Gallo Cassarino et al. [209] concluent que la température est l'élément ayant le plus d'impact sur la demande électrique. Cet effet est plus marqué aux échelles saisonnières et annuelles tandis que les facteurs humains et sociaux conditionnent les niveaux de la demande journalière.

2. Au niveau des moyens de production

La revue de littérature sur l'impact du climat sur la production des sources renouvelables réalisée dans le travail de Solaun et Cerdà [211] est résumée dans le tableau ci-après. Nous y relevons les différentes variables climatiques et les impacts de leur variation sur la production d'un point de vue technique.

Tableau 57- Effets du climat sur les différents moyens de production d'électricité

Type de production	Elément climatique	Effet
Production solaire thermique et photovoltaïque	Température moyenne ambiante	Une augmentation de la température réduit l'efficacité de la production des panneaux
	Irradiation solaire et nébulosité	La production solaire serait directement affectée, surtout pour les panneaux thermiques qui ne peuvent pas utiliser la lumière diffuse
	Saleté, poussière, neige, particules atmosphériques et autres	Réduction de la production électrique des panneaux
	Vitesse du vent	La vitesse du vent a un effet sur l'efficacité des panneaux qui peut être positif (refroidissement des panneaux et augmentation de l'efficacité) ou négatif (dommages matériels en cas de forts vents => réduction du facteur de disponibilité)
	Précipitations	De fortes précipitations entraînent une réduction de l'efficacité
	Evenements extrêmes	Risques de dommages et perte de l'efficacité des panneaux
Production éolienne	Vitesse du vent	Des vitesses de vent trop fortes ou trop faibles entraînent un arrêt de la production : réduction du facteur de capacité Dans la plage de production, la production électrique varie au cube de la variation de la vitesse
	Distribution journalière et saisonnière du vent	Influence sur le profil de production de l'éolien, inadéquation entre la production éolienne et la demande électrique
	Température moyenne ambiante	Une augmentation de la température réduit l'efficacité des composants et la production d'énergie
	Augmentation du niveau des mers	Une augmentation du niveau des mers peut impacter les fondations des turbines en mer => réduction du facteur de disponibilité
	Evenements extrêmes	Réduction du facteur de capacité en cas de forts vents Risque de dommage sur l'infrastructure => réduction du facteur de disponibilité

Type de production	Elément climatique	Effet
Production hydraulique	Précipitations	Le changement des tendances saisonnières peut avoir un impact sur le facteur de capacité et la production totale annuelle
	Evenements extrêmes	Risques de dommages sur la structure => réduction du facteur de disponibilité
	Température moyenne ambiante	Une augmentation de la température réduirait la quantité d'eau disponible et la production d'électricité, elle pourrait également entraîner une réduction de l'efficacité des équipements

3. Scénarios de long terme pour le climat

A la demande du GIEC, la communauté scientifique a mis en place quatre trajectoires conduisant à différents niveaux de forçage radiatif en 2100 par rapport aux conditions préindustrielles : un niveau de forçage très faible ($2,6 \text{ W/m}^2$), deux niveaux de forçage moyens ($4,5 \text{ W/m}^2$, 6 W/m^2) et un niveau de forçage élevé ($8,5 \text{ W/m}^2$) (van Vuuren et al. 2011). Ce travail a servi de base à des initiatives comme EURO-CORDEX qui s'est appuyée sur diverses combinaisons de modèles climatiques mondiaux (GCM) et de modèles climatiques régionaux (RCM) pour simuler les changements climatiques régionaux en Europe à une résolution de $0,11^\circ$ ($12,5 \text{ km}$) (EURO-CORDEX s.d. ; Jacob et al. 2014). Ces projections de conditions climatiques futures en Europe constituent la base d'une partie du travail effectué dans le projet Clim2Power.

II- Intégration de la variable climatique

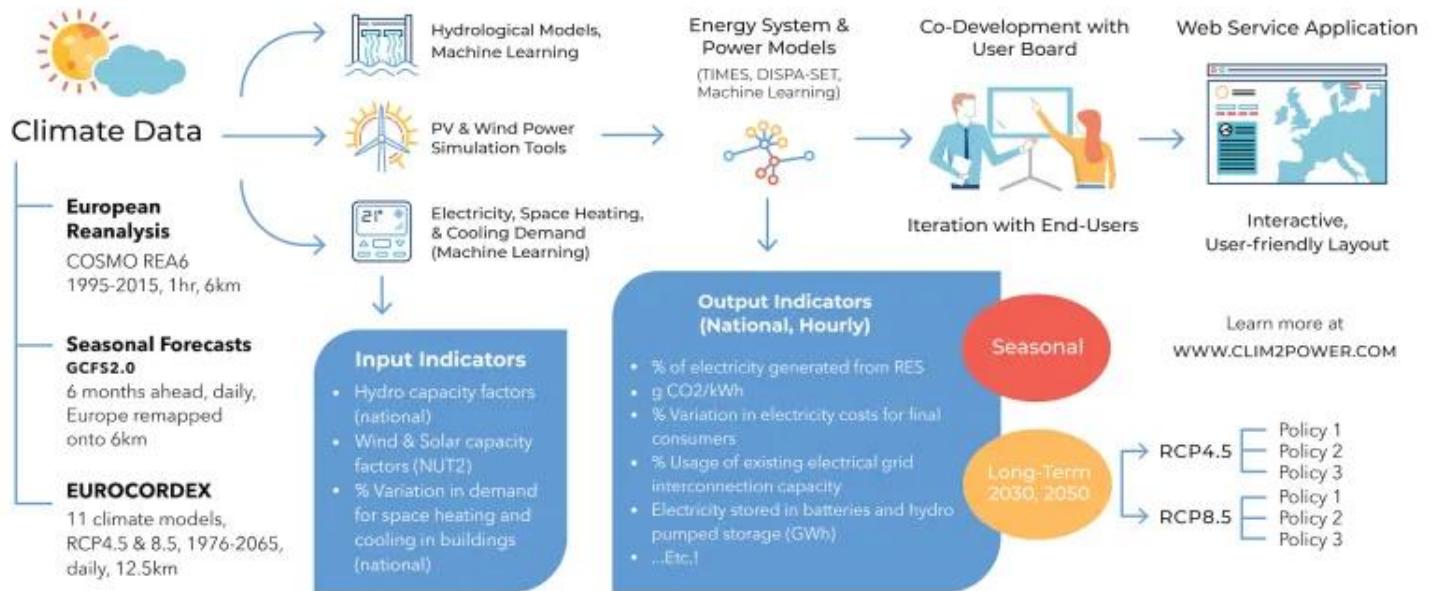


Figure 108- Différentes étapes du projet Clim2Power

Le projet Clim2Power est par essence pluridisciplinaire. Les différentes activités qu'il englobe font intervenir des compétences en climatologie, en simulation et en modélisation énergétique. Le projet vise à donner une valeur ajoutée aux données climatiques en évaluant leur impact à court et long termes dans les secteurs de l'énergie, de l'environnement et de l'eau afin d'orienter les décisions. Pour le secteur de l'énergie en particulier, les outils de simulation et de modélisation fournissent des informations sur la disponibilité de la ressource hydraulique, solaire, éolienne, sur les changements de la demande d'électricité et de chaleur et l'adaptabilité du système électrique face à ces évolutions. Une étape d'interaction avec les utilisateurs finaux sert à définir les formats et les indicateurs pertinents pour la diffusion de l'information obtenue.

La chaîne de travail du projet Clim2Power débute par un travail sur les données climatiques. Cette première phase du projet, coordonnée par le service météorologique allemand DWD, fournit trois catégories de données : des données de réanalyse climatique, des prévisions saisonnières et des projections climatiques pour le long terme. Grâce aux outils de simulation, les variables

climatiques contenues dans ces données sont ensuite converties en facteurs de capacité pour la production solaire, la production éolienne, la production hydraulique. Ces outils servent également à quantifier les variations de la demande. Deux utilisations de ces facteurs de capacité et de la demande projetée sont alors réalisées. Une première à court terme et moyen terme concerne les données issues des prévisions saisonnières. Les facteurs de capacité et la demande obtenue sont utilisées dans le modèle de Unit-Commitment Dispa-SET [212] pour calculer l'opération horaire du système pour les 6 mois suivants. L'autre utilisation est celle qui est réalisée dans cette thèse. Les facteurs de capacité et les données de demande issus des projections à long terme remplacent les valeurs constantes utilisées pour le long terme et fournissent à l'aide du modèle eTIMES-EU différentes évolutions vers la neutralité du système électrique européen en 2050. Les résultats de ces deux modèles sont disponibles sur la plateforme web⁵⁹ du projet.

L'intégration des facteurs de capacité et des données de demande pour le long terme dans le modèle eTIMES-EU a néanmoins nécessité un travail supplémentaire que nous décrivons dans la suite de ce chapitre. Les données de projection long-terme utilisées dans le cadre du projet proviennent de l'initiative EURO-CORDEX et correspondent à des niveaux de forçage de 4,5 W/m² (RCP 4.5) et de 8,5 W/m² (RCP 8.5). 11 scénarios de projection de long terme sont retenus sur l'ensemble des combinaisons RCM-GCM d'EURO-CORDEX. Ils représentent un sous-ensemble de projections les plus indépendantes possibles et présentant une simulation de niveau satisfaisant pour les pays étudiés. Les différentes projections considérées et les noms de codes utilisés dans le cadre du projet Clim2Power pour les scénarios RCP 4.5 et RCP 8.5 sont listées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 58- Différentes projections climatiques considérées dans le projet Clim2Power

Modèle climatique régional (RCM)	Modèle climatique global (GCM)	Abréviation	Code utilisé
CLMcom-CCLM4-8-17	CNRM-CERFACS-CNRM-CM5	CLM_CNRM-CM5	A45. A85
CLMcom-CCLM4-8-17	ICHEC-EC-EARTH	CLM_EC-EARTH	B45. B85
SMHI-RCA4	ICHEC-EC-EARTH	SMHI_EC-EARTH	C45. C85
DMI-HIRHAM5	ICHEC-EC-EARTH	DMI_EC-EARTH	D45. D85
KNMI-RACMO22E	ICHEC-EC-EARTH	KNMI_EC-EARTH	E45. E85
IPSL-ILERIS-WRF331F	IPSL-IPSL-CM5A-MR	IPSL_CM5A-MR	F45. F85
SMHI-RCA4	IPSL-IPSL-CM5A-MR	SMHI_CM5A-MR	G45. G85

⁵⁹ <http://viewer.webservice-energy.org/clim2power/index.html>

Modèle climatique régional (RCM)	Modèle climatique global (GCM)	Abréviation	Code utilisé
KNMI-RACMO22E	MOHC-HadGEM2-ES	KNMI_HadGEM2-ES	H45. H85
SMHI-RCA4	MOHC-HadGEM2-ES	SMHI_HadGEM2-ES	I45. I85
MPI-CSC-REMO2009	MPI-M-MPI-ESM-LR	MPI_MPI-ESM-LR	J45. J85
DMI-HIRHAM5	NCC-NorESM1-M	DMI_NorESM1-M	L45. L85

Les Figure 109 et Figure 110 ci-dessous décrivent pour la précipitation et les températures les données historiques (1976-2005) ainsi que les anomalies observées sur la période de 2016 à 2045 pour l'ensemble des projections climatiques considérées. Ces projections ne correspondent pas à des estimations du climat d'une année à une autre mais correspondent plutôt à une évolution des conditions climatiques moyennes sur plusieurs décennies. Elles définissent différents futurs possibles pour les différents pays. Pour les précipitations, le nord-ouest de l'Espagne, par exemple, semble très peu favorisé par les pluies dans le scénario L45 en comparaison avec le scénario H45 où on note plus de précipitations par rapport aux moyennes observées sur la période historique.

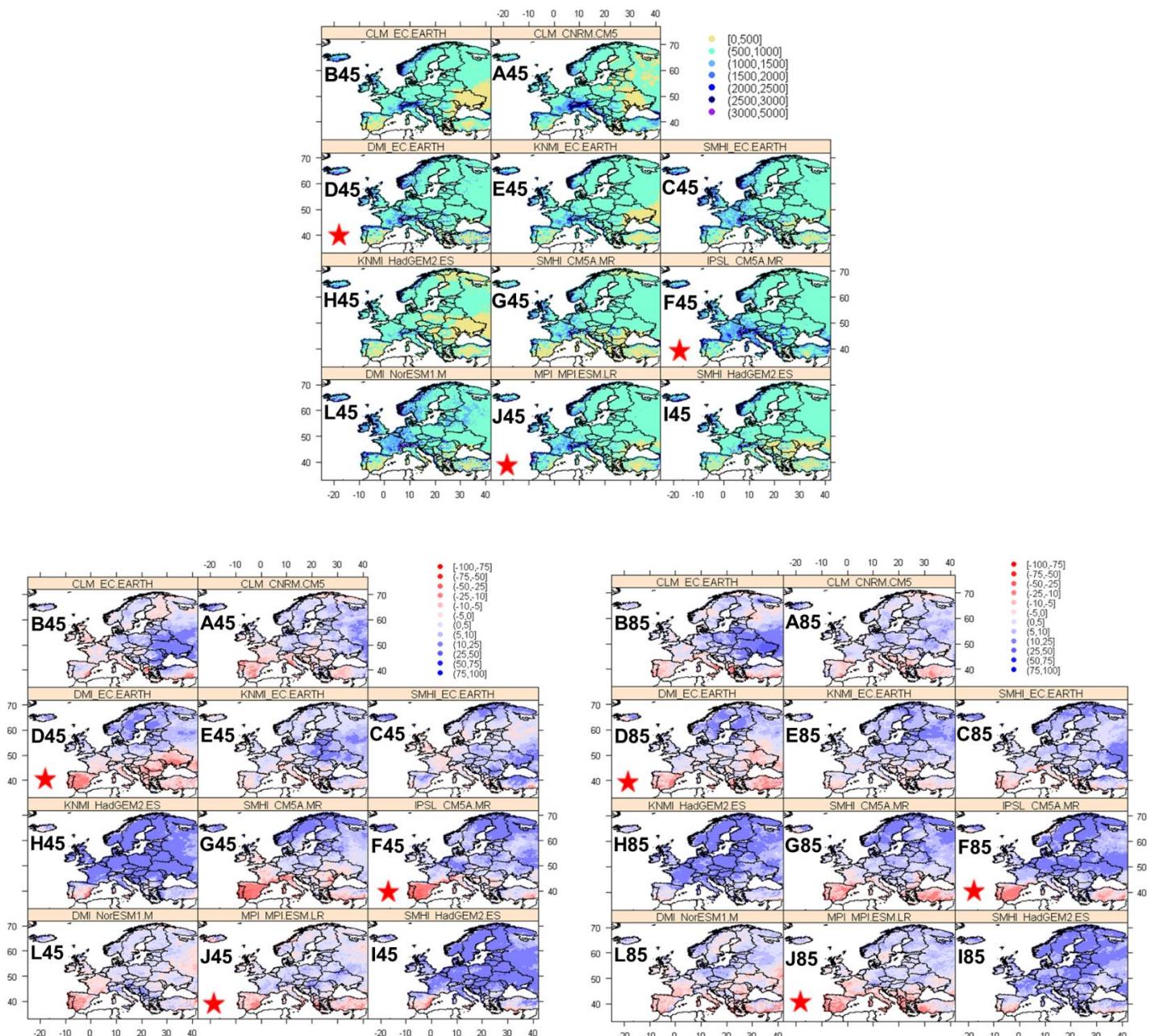


Figure 109- Précipitations moyennes annuelles (mm) pour la période historique (1976-2005) (figure supérieure) et anomalies (%) pour la période 2016-2045 pour les 11 combinaisons GCM-RCM sélectionnées avec le RCP 4.5 (en bas à gauche) et le RCP 8.5 (en bas à droite)

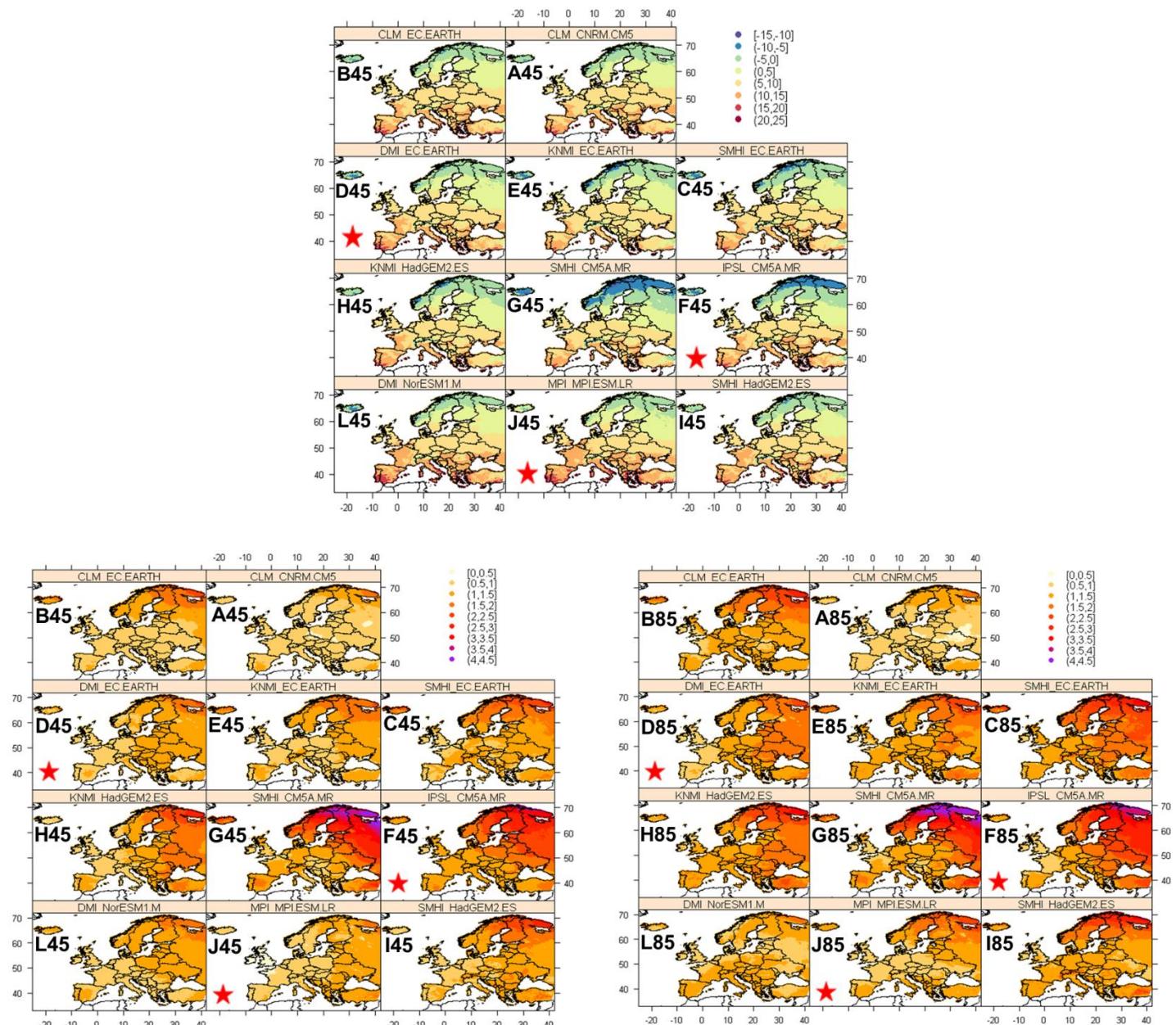


Figure 110- Températures moyennes annuelles ($^{\circ}\text{C}$) pour la période historique (1976-2005) (figure supérieure) et anomalies (%) pour la période 2016-2045 pour les 11 combinaisons GCM-RCM sélectionnées avec le RCP 4.5 (en bas à gauche) et le RCP 8.5 (en bas à droite)

1. Nouveaux facteurs de capacité pour les renouvelables

Cette partie du document présente pour chaque moyen de production la méthode utilisée pour la simulation des facteurs de capacité futurs et l'étape d'intégration dans le modèle eTIMES-EU. De plus amples détails sur les méthodes décrites ici sont disponibles en ligne sur le site du projet [33], [213], [214].

Les données de température et de précipitation sont converties en facteurs de capacités maximaux pour la production solaire, la production éolienne et la production hydroélectrique. Ces facteurs de capacité sont obtenus au travers de méthodes d'apprentissage automatique ou de méthodes physiques à l'échelle des NUTS2 (environ 263 régions à travers l'Europe) et 96 régions maritimes. L'impact de la température sur la demande électrique et de la chaleur à l'échelle nationale en outre est déterminé par une approche d'apprentissage automatique.

1.1. Le solaire

a. *Les données du projet Clim2Power*

Deux principales approches servent à l'estimation de la production d'un parc photovoltaïque : l'approche statistique et l'approche physique. L'approche statistique se base sur l'utilisation de données historiques pour une détermination de la relation entre les données d'entrée du parc et la production. Cette relation, construite par le biais de l'apprentissage automatique, se passe des caractéristiques des installations photovoltaïques (angle d'inclinaison, modèle d'onduleur, ...). Les données d'entrée considérées sont le plus souvent l'irradiation globale horizontale et la température des modules. L'une des techniques les plus utilisées consiste à construire cette relation entrée-sortie à l'aide de réseaux de neurones artificiels [215].

Dans l'approche physique, il s'agit de construire un modèle où la production obtenue fait usage des données météorologiques et des caractéristiques des installations photovoltaïques (localisation géographique, orientation du panneau, ...). Dans le cadre du projet Clim2Power où la couverture géographique est l'ensemble de l'Europe et la désagrégation spatiale conduit à considérer 263 à l'échelle de l'Europe, cette technique requiert un nombre important de données qui ne sont pas nécessairement disponibles. Des méthodes alternatives existent qui estiment la

production totale à partir d'un sous-ensemble d'installations photovoltaïques ou qui utilisent un nombre limité de paramètres inconnus. D'autres encore requièrent la définition de paramètres spécifiques incluant notamment le calcul de la course du soleil.

L'approche utilisée dans le cadre du projet Clim2Power constitue une généralisation des travaux de Saint-Drenan et al. [215], [216] dans la construction d'un modèle physique pour la prédiction de la production photovoltaïque en Allemagne. Cette approche a été développée dans le cadre du projet ECEM⁶⁰. Elle définit la production totale dans une région comme la somme de productions de différentes configurations de panneaux. Chacune des configurations considérées est caractérisée par l'angle d'inclinaison du module photovoltaïque et l'angle d'azimut ou l'orientation. Plus de détails sur la méthodologie et les différents paramètres de calibrages sont disponibles dans Saint-Drenan et al. [217].

$$P_{PV}(x, t) = \sum_{i=1}^n w_i f_{PV}(x, t, \mathbb{G}(x, t), T_a(x, t), A_i)$$

Avec :

$P_{PV}(x, t)$: l'estimation de la puissance produite par tous les panneaux à l'emplacement géographique x au cours de la période t en $\text{W W}_{\text{P}}^{-1}$

$\mathbb{G}(x, t)$: l'irradiation globale horizontale reçue à l'emplacement géographique x au cours de la période t en W m^{-2}

$T_a(x, t)$: la température ambiante à l'emplacement géographique x au cours de la période t en $^{\circ}\text{C}$

$f_{PV} (\dots)$: la fonction représentant le modèle d'estimation de la production d'une catégorie de panneau. Elle donne des valeurs en $\text{W W}_{\text{P}}^{-1}$

A_i : configuration de panneaux servant au calcul de la puissance unitaire produite

w_i : probabilité d'occurrence de la configuration A_i

⁶⁰ European Climate Energy Mixes : <https://climate.copernicus.eu/european-climate-energy-mixes>

A partir des données de données de température et d'irradiation des 22 projections climatiques, la puissance de production calculée à partir de cette méthode est ensuite convertie en facteurs de capacités horaires sur la période 2016-2065, pour l'ensemble des 29 pays du modèle. Ces données sont fournies à l'échelle des NUTS2 (environ 263 régions à travers l'Europe).

b. Le traitement des données

Une première étape de traitement de ces données consiste à réaliser pour chacun des scénarios (i.e. chacune des projections climatique) une **moyenne calendaire** (i.e. effectuer dans une fenêtre de -10 ans à +10 ans, une moyenne des valeurs horaires). Chaque facteur de capacité pour une heure h d'une journée j d'une année y est remplacée par la moyenne des toutes les valeurs pour cette heure h de la journée j sur l'ensemble des années appartenant à l'ensemble $[y-10 ; y+10]$. Cette moyenne calendaire permet de corriger le biais introduit par des valeurs singulières résultant du calcul des facteurs de capacité.

Les facteurs de capacité solaire obtenus à l'échelle horaire sont regroupés sur les 64 subdivisions du modèle pour chacune des projections climatiques. Nous faisons ensuite une normalisation des valeurs futures par rapport aux valeurs du climat constant. Nous obtenons par ce calcul un facteur d'évolution du facteur de capacité qui est ensuite appliqué aux valeurs de l'année de base du modèle.

$$\forall ts \in TS, \forall scen \in CLIM, \forall y \in YEAR, \forall p \in P,$$

$$CF_{ts,y,p,scen} = CF_{ts,p,init} * Coef_{ts,scen,y,p}$$

Avec :

TS : L'ensemble des 64 pas de temps du modèle

P : l'ensemble des pays du modèle

CLIM : l'ensemble des 22 scénarios de projection

init : la valeur initiale en 2016 du modèle

YEAR : l'ensemble des années de décision du modèle

CF : le facteur de capacité pour chaque timeslice

Coef : facteur d'évolution par rapport à la valeur du climat constant

Les valeurs des facteurs de capacité horaires des différentes projections climatiques étant des données reconstituées par comparaison, l'utilisation du facteur d'évolution permet de garder

une cohérence globale des changements d'une année à une autre. Ces données, toujours à l'échelle des NUTS2 au terme de ce traitement sont ensuite regroupées à l'échelle nationale par une moyenne pour définir une valeur unique qui servira dans le modèle.

1.2. L'éolien

a. Les données du projet Clim2Power

Le calcul des facteurs de capacités éoliens repose ici également sur une approche physique comme pour le solaire. Le modèle de calcul de la puissance éolienne produite repose sur les travaux de Saint-Drenan et al. [31]. La démarche employée est la même que celle dans les projets NINJA [218], EMHIRES [219] et ECEM. Elle fournit des valeurs de production éolienne convertis par la suite en facteurs de capacité éoliens sur terre pour les 263 régions NUTS2 et des facteurs de capacité éoliens en mer pour 96 régions maritimes.

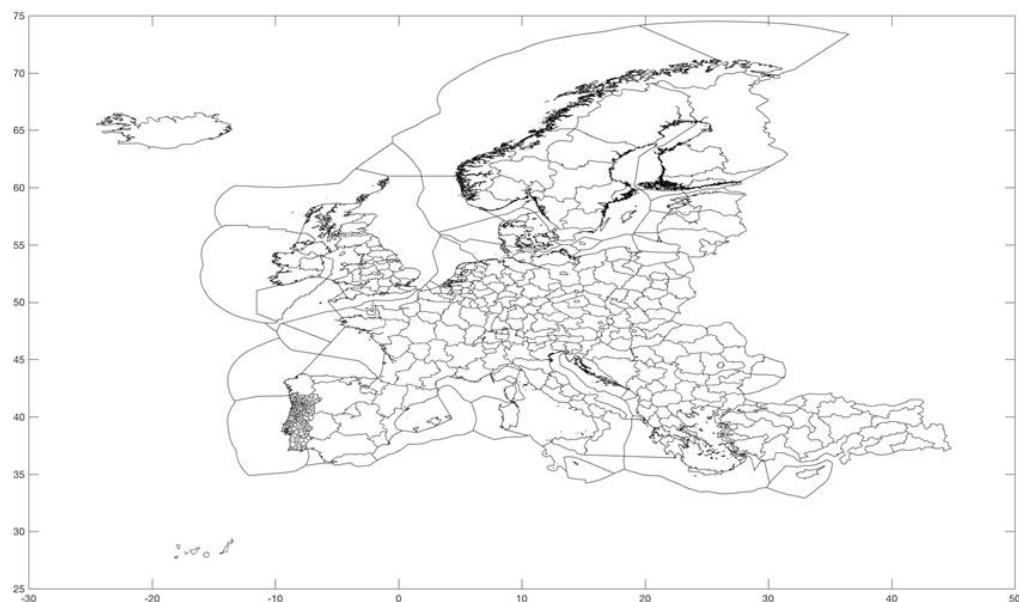


Figure 111- Couverture spatiale des facteurs de capacité générés pour chaque projection climatique (263 régions NUTS2 et 96 régions maritimes)

b. Le traitement des données

Le traitement des valeurs de facteurs de capacité obtenus pour la production éolienne sur terre est similaire à celui effectué pour le solaire. Nous appliquons successivement la moyenne calendaire, le regroupement sur les 64 timeslices du modèle, la projection des valeurs futures à partir de la normalisation puis la moyenne sur les NUTS2 pour obtenir une valeur nationale.

1.3. L'hydraulique

a. Les données du projet Clim2Power

Le calcul des facteurs de capacité hydrauliques est réalisé à l'échelle nationale à partir de techniques statistiques d'apprentissage automatique. Le modèle de prédiction utilisé permet de calculer le facteur de capacité journalier des centrales au fil de l'eau et des réservoirs à partir de données journalières de température ambiante et de précipitation disponibles à l'échelle du NUTS2. Il est d'abord entraîné sur des valeurs historiques de données climatiques et de données de production électrique. Les données climatiques provenant de DWD sont basées sur le modèle de prévision météorologique numérique COSMO [220]. Ces données sont obtenues à partir d'une réanalyse météorologique à l'aide du modèle COSMO-REA6 [221] sur la période de 1995 à 2019. Les valeurs de production hydroélectrique correspondent aux valeurs horaires de production régionale fournies par l'ENTSO-E.

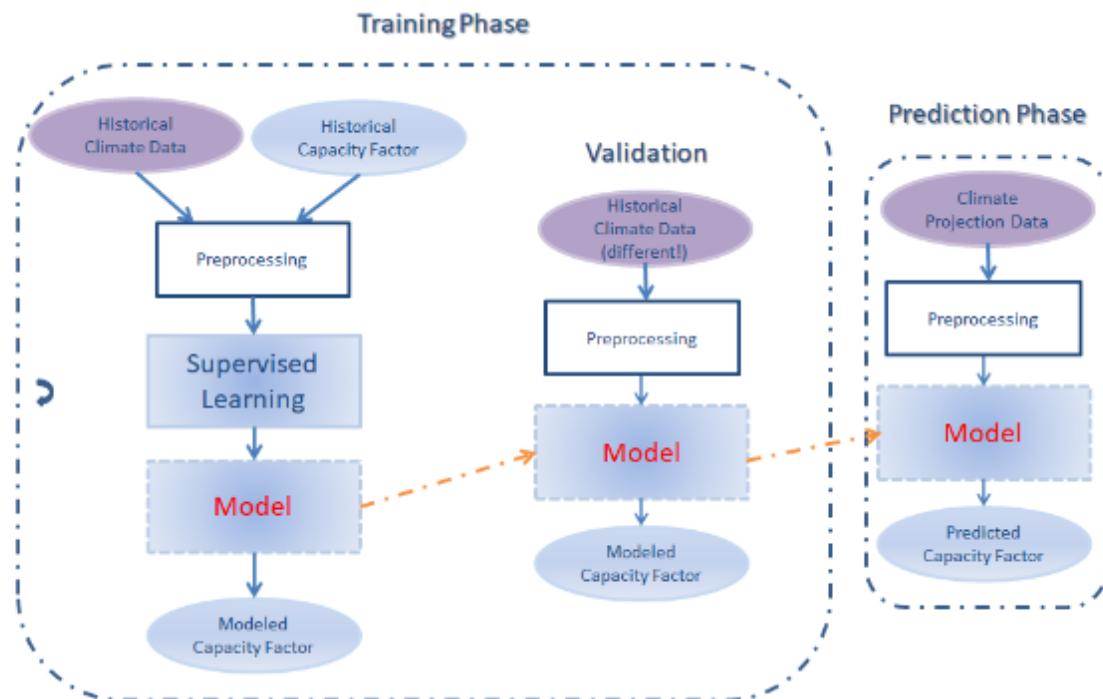


Figure 112- Etapes de l'apprentissage automatique

Les étapes de l'apprentissage automatique sont subdivisées en une étape d'entraînement du modèle et une étape de validation. La sélection d'un modèle offrant les meilleures performances a été faite en comparant une régression linéaire, des séparateurs à vaste marge, le boosting d'arbre de régression, des forêts d'arbres décisionnels et des réseaux de neurones artificiels. Au cours de l'étape de validation, les forêts d'arbres décisionnels présentaient les meilleurs résultats pour les indicateurs d'écart que sont le coefficient de corrélation, le coefficient de détermination ajusté, erreurs moyennes absolues et la moyenne des carrés des erreurs. Elles ont donc été utilisées pour la prédiction des valeurs de capacité hydraulique futurs.

Les nouveaux facteurs de capacité déterminés à partir de la méthode décrite ci-dessus sont traduits sous forme de contraintes différencierées pour le fil de l'eau, les réservoirs et les centrales de lac.

b. Le traitement des données

Pour les centrales au fil de l'eau, le facteur de capacité horaire calculé est agrégé à l'échelle des 64 time-slices du modèle pour définir une disponibilité maximale. Leur production étant fatale, nous faisons ici l'hypothèse que tout le productible estimé peut être utilisé au cours de chaque pas de temps. Comme nous l'avons vu plus haut dans le [chapitre 2](#), le Danemark, les Pays-Bas, la Grèce et la Croatie, ne disposent pas de données pour l'année de base nous permettant de déterminer un facteur de capacité. Ainsi, pour refléter l'impact de la variabilité climatique sur les coefficients initiaux considérés, nous utilisons une approche en deux étapes. La première étape consiste à identifier en Europe les pays présentant un même profil climatique que ceux cités précédemment. Pour cela, nous utilisons la carte de classification climatique Köppen-Geiger. Présentée initialement en 1900 par le scientifique allemand Wladimir Köppen, cette carte identifie les différents climats à l'échelle mondiale à l'aide de trois indicateurs : la végétation, le niveau de précipitation et la température ambiante. Chacun de ses indicateurs est représenté par une lettre et les différents seuils de mesure considérés pour ces indicateurs permettent de définir un ensemble de 30+ différentes classes climatiques. Le travail mené par Peel et al. [222] sur la variabilité du fil de l'eau en fonction des zones climatiques de Köppen-Geiger a permis d'initier cette approche de regroupement par zone climatique. Dans leur étude, les données de précipitation et du fil de l'eau par zone climatique et par continent servent à déterminer un coefficient de variation caractéristique au sein d'une même zone. En Europe, les résultats montrent une variation des précipitations de l'ordre de 10% au sein des zones Cfb (climat océanique) et Dfb (climat continental humide), 12% au niveau de la zone Cfa (Climat subtropical humide) et de 14% au sein des zones Csa et Csb (climat méditerranéen). Les données de fil de l'eau ont été calculées uniquement pour les zones Cfb et Dfb à cause du nombre peu élevé de stations de mesures disponibles dans les autres zones. La valeur moyenne de la variabilité observée est de 18% pour Cfb et 17% pour Dfb. Nous jugeons les variabilités obtenues assez faibles pour faire l'hypothèse d'une similarité de l'évolution globale des données du fil de l'eau. A ce jour, différentes extensions ont été faites au modèle initial de Köppen pour produire de nouvelles cartes de classification. La plus récente est celle de Beck et al. [223] qui se différencie de celles proposées par Peel et al., Kottke et al. et Kriticos et al. [224]–[226] par la finesse de la résolution utilisée (1km) et une évaluation des futures zones climatiques basée sur les projections climatiques de 32 modèles RCP8.5. Pour les zones qui nous intéressent cependant, aucune variation majeure n'a été observée sur l'ensemble des quatre propositions de

classification. Le Tableau 59 ci-dessous décrit les choix de correspondance faits en fonction des pays où les données étaient indisponibles.

Tableau 59- Zones de Köppen-Geiger et choix de zones équivalentes

Pays (Code UE)	Zone climatique Köppen-Geiger	Pays similaire choisi (Code UE)
Danemark (DK)	Dfb / Cfb	Norvège (NO)
Grèce (GR)	Csa	Italie (IT)
Pays-Bas (NL)	Cfb	Royaume-Uni (UK)
Croatie (HR)	Cfa	Italie (IT)

Une fois cette correspondance établie, la deuxième phase consiste à définir les projections de facteurs de disponibilité pour les différents scénarios climatiques. Nous utilisons pour cela un ratio d'évolution du facteur de capacité moyen.

$$\forall ts \in TS, \forall scen \in CLIM, \forall y \in YEAR, \forall p \in Psd, \forall ps \in Psc$$

$$CF_{ts,y,p,scen} = CF_{ts,y,p,init} * \frac{AFA_{y,ps,scen}}{AFA_{y,ps,init}}$$

Avec :

TS : L'ensemble des 64 pas de temps du modèle

Psd : Pays sans données

CLIM : l'ensemble des 22 scénarios de projection climatique

Psc : Pays similaire choisi

YEAR : l'ensemble des années de décision du modèle

init : la valeur initiale en 2016

*AFA : le facteur de capacité annuel moyen
chaque timeslice*

CF : le facteur de capacité pour

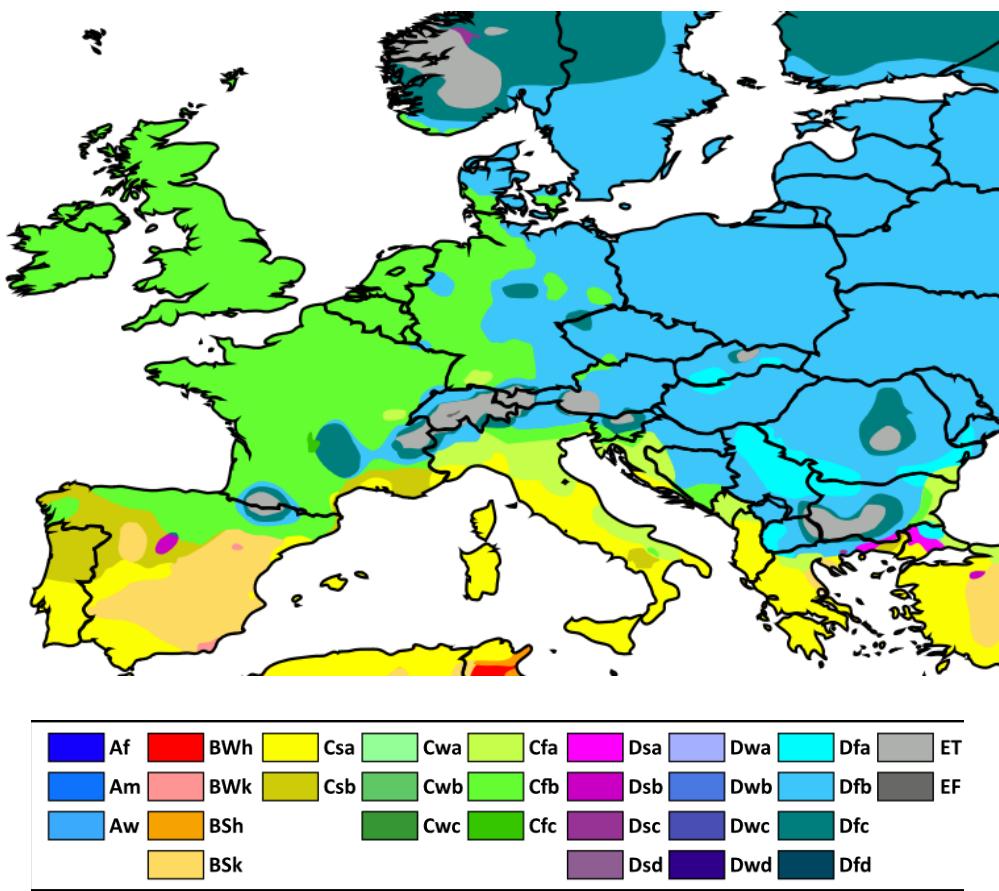


Figure 113- Classification des climats de Köppen-Geiger

Pour trouver la valeur du coefficient futur pour chaque timeslice dans un scénario climatique donné pour un pays n’ayant pas de données à l’année y , le facteur de capacité de l’année de base pour la timeslice correspondante est multiplié un facteur d’évolution. Ce dernier correspond au ratio entre la valeur de la disponibilité moyenne annuelle du pays similaire dans ce scénario divisé par la valeur de la disponibilité moyenne annuelle de l’année de base. Ce calcul suppose dans une approximation de premier ordre que les zones climatiques considérées ici seront impactées de façon similaire par le changement climatique.

Pour les réservoirs et les centrales de lac dont l’activité est très régulée par l’opérateur, nous préférons l’approche d’une contrainte non pas par pas de temps mais par production totale hebdomadaire. Ainsi, les facteurs de capacités obtenus à l’échelle des pas de temps sont agrégés à l’échelle des quatre saisons considérées.

La contrainte représentée s'écrit :

$$\forall ts \in TS, \forall S \in \{semaine, week-end\}, \forall p \in P, \forall y \in YEAR,$$

$$\sum_{ts \in S} Prod_{ts} = AFmoy_S * Cap$$

Avec :

TS : L'ensemble des 64 pas de temps annuels

P : L'ensemble des pays disposant d'une centrale réservoir

YEAR : l'ensemble des années de décision du modèle

Prod_{TS} : la production de la centrale au cours d'un pas de temps

AFmoy_S : le disponibilité moyenne saisonnière au cours de la semaine ou du week-end

Cap : la capacité installée des réservoirs et des centrales de lac

Pour une semaine ou un week-end donné, la somme des productions de tous les pas de temps inclus est inférieure ou égale à la production moyenne observée pour la projection climatique. Cette représentation est identique à celle appliquée dans l'année de base et à climat constant.

2. La demande électrique

a. Les données du projet Clim2Power

L'estimation des niveaux de demande électrique futurs passe également par l'utilisation d'une méthode statistique basée sur l'apprentissage automatique. Ici, la prédiction des niveaux futurs concerne deux grandeurs distinctes : la demande journalière totale et la variation horaire de la demande (exprimée en pourcentage de la demande totale journalière). La demande journalière d'électricité est influencée par la température qui conditionne les besoins de chauffage ou de climatisation et l'activité économique correspondante au type de jour. L'étape d'apprentissage a porté sur des données historiques de température et des valeurs de demande horaire de l'ENTSO-E entre 2015 et 2017. La

Figure 114 ci-dessous présente les niveaux de demande en fonction de la température et du type de jour. Elle traduit la différence de thermo sensibilité entre les pays.

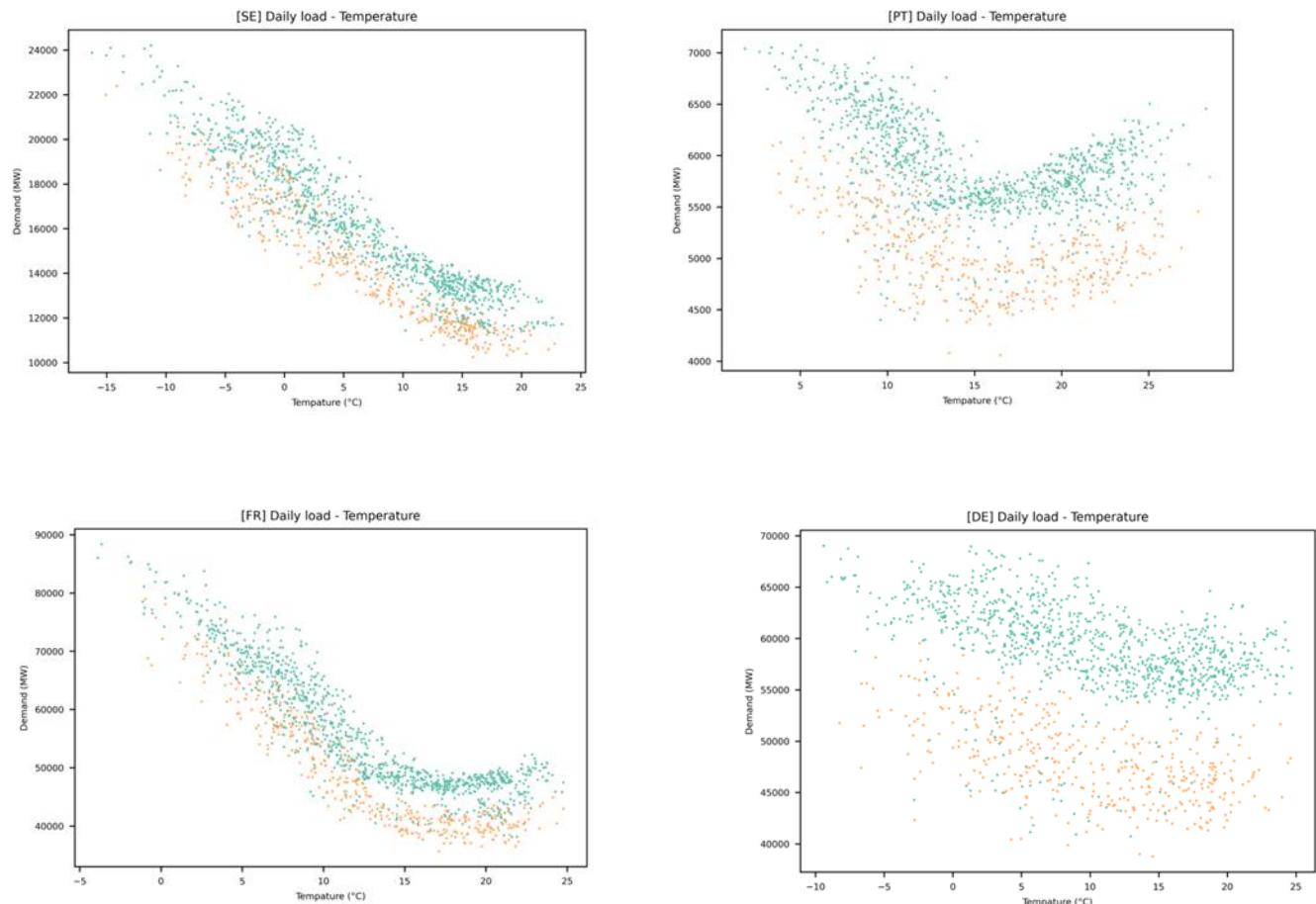


Figure 114- Demande journalière moyenne d'électricité en fonction de la température pour la France, l'Allemagne, la Suède et le Portugal: les jours de semaine sont en vert et les jours de week-end en orange

Un processus en deux étapes a permis de construire les niveaux futurs des demandes journalières et horaires en fonction des projections climatiques. L'estimateur de la demande journalière construit repose sur les réseaux de neurones et XGBoost [227]. Un troisième modèle hybride a permis de combiner les deux modèles en déterminant pour chaque saison le poids optimal associé à leur prédition. La phase de validation a été réalisée avec les trois modèles (réseaux de neurones, XGBoost et le modèle hybride) sur des données de 2018. La Figure 116 présente pour la France en 2018 le niveau réel de la demande journalière et les niveaux de demande prédis par les différents modèles.

L'apprentissage automatique des variations horaires de la demande s'apparente à un profilage de la courbe de charge en vue d'identifier des courbes de charge typiques au niveau des saisons, des jours ouvrés et des vacances. L'algorithme de K-means a été utilisé pour identifier un ensemble de clusters représentant 90% de la variance observée.

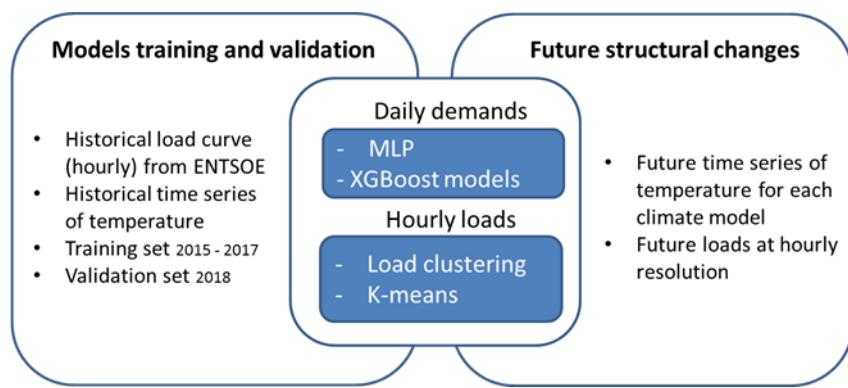


Figure 115- Méthodologie utilisée pour la détermination des niveaux futurs de demande

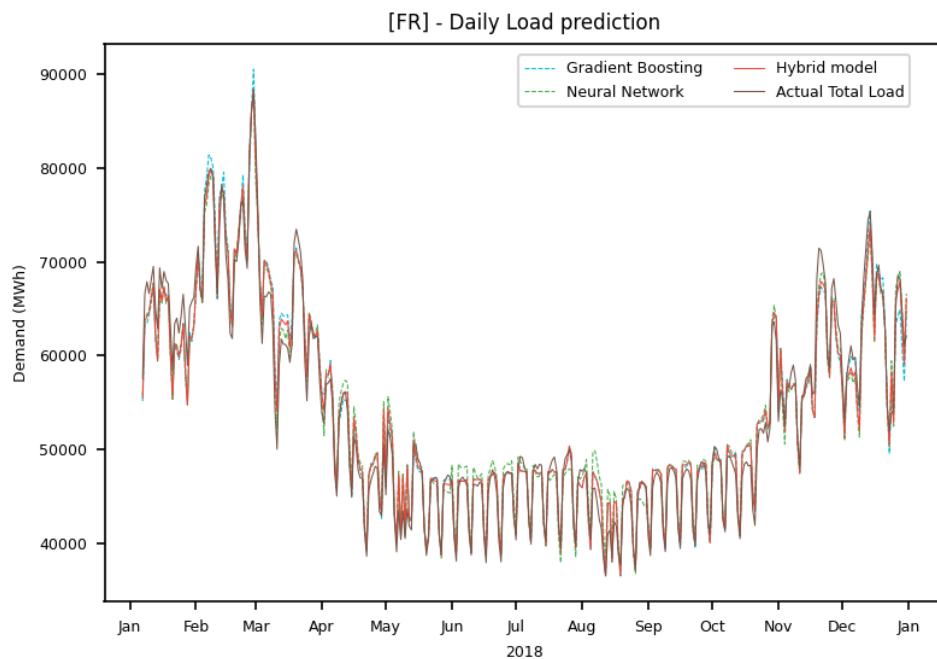


Figure 116- Prédictions des niveaux de demande électrique journalière en France en 2018 avec les différents modèles

L'erreur absolue moyenne en pourcentage (MAPE) des modèles, calculée pour les données de validation dans chaque pays, est fournie dans le Tableau 60 ci-dessous.

$$\text{MAPE} = \frac{100}{M} \sum_{i=1}^M \left| \frac{\hat{y}_i - \bar{y}_i}{\bar{y}_i} \right|$$

Tableau 60- Erreur absolue moyenne en pourcentage des modèles par pays

Pays	XGB	MLP	Hybrid
AL	2.11%	0.26%	0.22%
AT	4.30%	4.49%	4.22%
BE	2.33%	2.49%	2.21%
BG	3.13%	3.37%	3.13%
CH	4.06%	4.21%	3.65%

CZ	3.89%	4.01%	3.51%
DE	5.36%	5.61%	5.08%
DK	3.60%	3.55%	3.43%
EE	4.13%	4.23%	3.85%
ES	2.27%	2.83%	2.25%
FI	3.27%	3.88%	3.24%
FR	2.43%	2.82%	2.34%
GR	3.80%	3.27%	3.13%
HR	5.49%	5.75%	5.49%
HU	3.93%	4.62%	3.93%
IE	5.51%	5.70%	5.42%
IT	3.98%	5.43%	3.96%
LT	9.38%	8.54%	8.54%
LU	10.06%	10.33%	9.90%
LV	2.88%	2.86%	2.67%
ME	5.94%	6.22%	5.92%
NL	5.34%	4.88%	4.88%
NO	3.16%	4.02%	3.15%
PL	4.52%	4.80%	4.38%
PT	3.29%	3.71%	3.17%
RO	4.82%	5.07%	4.69%
RS	3.19%	2.93%	2.81%
SE	2.66%	3.27%	2.58%
SI	5.67%	6.20%	5.60%
SK	3.27%	3.68%	3.25%
UK	6.47%	8.07%	6.47%

Plus de détails sur la méthodologie et les performances des algorithmes sont disponibles sur le site du projet Clim2Power [228].

Deux grandeurs principales sont fournies sur le long terme au terme de ce travail statistique :

- * Une demande électrique nationale normalisée sur la période 2016-2065. Cette demande correspond, en prenant l'année 2016 comme référence, au volume de la demande électrique résultant des variations climatiques toutes choses étant égales par ailleurs. Elle est déterminée uniquement par les changements de température.
- * Une répartition en pourcentage de la demande électrique nationale sur chaque heure.

b. Le traitement des données

La donnée de la demande électrique nationale normalisée sert à calculer par rapport à 2016, un ratio d'évolution sur les autres années de l'horizon dans chaque projection climatique. Ce ratio est ensuite multiplié par la demande électrique initiale⁶¹ :

$$\forall \text{scen} \in \text{CLIM}, \forall y \in \text{YEAR}, \forall p \in \text{Pays},$$

$$\text{Dem}_{y,p,\text{scen}} = \text{Dem}_{y,p,\text{init}} * \frac{\text{Dem}_{y,p,\text{scen}}}{\text{Dem}_{2016,p,\text{scen}}}$$

Avec

Pays : Ensemble des pays du modèle

YEAR : l'ensemble des années de décision du modèle

CLIM : l'ensemble des 22 scénarios de projection climatique

Dem_{y,p,init} : la demande électrique totale de l'année y du pays p dans le scénario de neutralité carbone

Dem_{y,p,scen} : la demande électrique totale de l'année y du pays p pour la projection climatique « scen »

Dem_{2016,p,scen} : la demande électrique totale en 2016 du pays p pour la projection climatique « scen »

La demande électrique totale obtenue est alors rescindée en une demande pour les véhicules électriques et une demande pour les autres secteurs agrégés grâce à la répartition du scénario de référence de la commission européenne [194].

Les valeurs de la répartition structurelle horaire obtenues sont agrégées à l'échelle des timeslices dans chaque pays. Elles définissent sur l'horizon la nouvelle répartition de la demande pour chaque année.

⁶¹ La demande totale des véhicules électriques et des autres secteurs agrégés

3. La demande de chaleur

a. Les données du projet Clim2Power

Les données fournies dans cette partie sont représentées par la température journalière dans chaque pays sur tout l'horizon pour l'ensemble des 22 projections climatiques.

b. Le traitement des données

Avec ces données de température journalière, le profil de la demande de chaleur est estimé avec le calcul des HDD par la méthode décrite dans la partie « La demande de chaleur ».

L'ensemble du travail effectué ci-dessus permet d'obtenir sur la période 2030-2065 pour les 22 projections climatiques de long terme considérées dans le cadre du projet Clim2Power, 22 ensembles de données représentant :

- ★ Les facteurs de capacité solaires sur chaque timeslice pour l'ensemble des 29 pays du modèle
- ★ Les facteurs de capacité éoliens terrestres sur chaque timeslice pour l'ensemble des 29 pays du modèle
- ★ Les facteurs de capacité éoliens en mer sur chaque timeslice pour l'ensemble des 29 pays du modèle
- ★ Les facteurs de capacité hydraulique réservoir sur chaque timeslice pour l'ensemble des 29 pays du modèle
- ★ Les facteurs de capacité hydraulique fil de l'eau sur chaque timeslice pour l'ensemble des 29 pays du modèle
- ★ Les valeurs de demande électrique annuelle pour l'ensemble des 29 pays du modèle
- ★ Le profil de la courbe de charge de la demande électrique pour l'ensemble des 29 pays du modèle
- ★ Le profil de la courbe de charge de la demande de chaleur pour l'ensemble des 29 pays du modèle

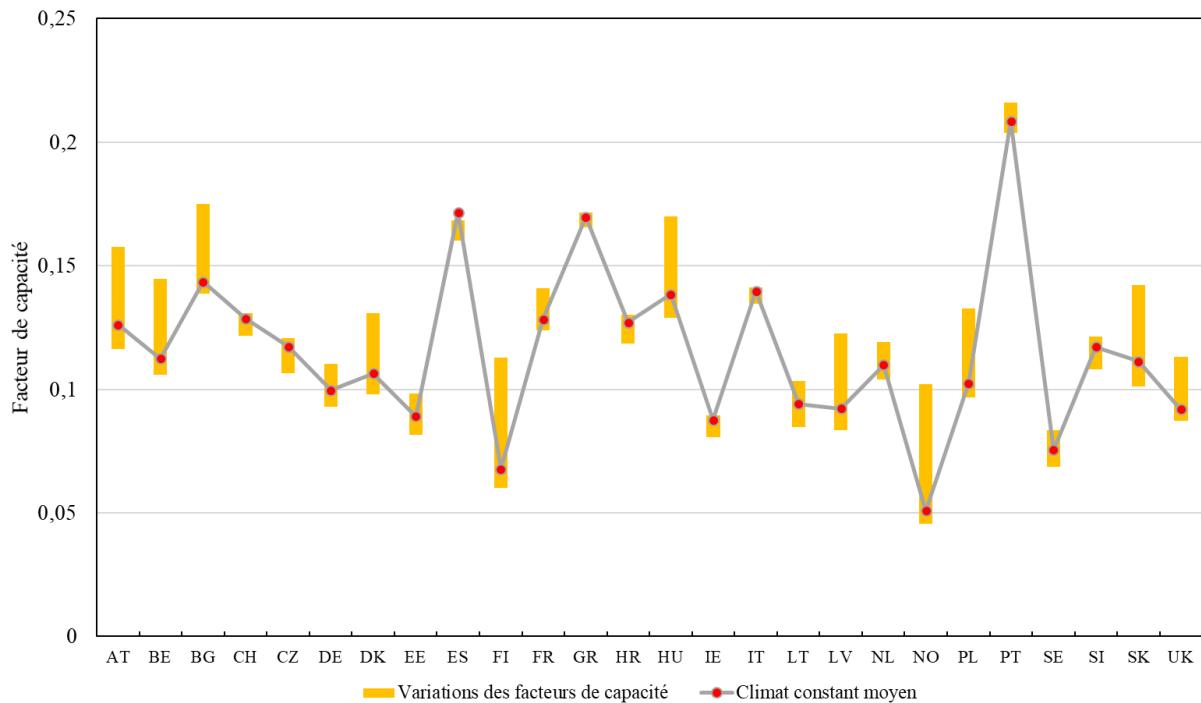


Figure 117- Variations du facteur de capacité du solaire pour l'ensemble des projections sur l'horizon 2030-2050

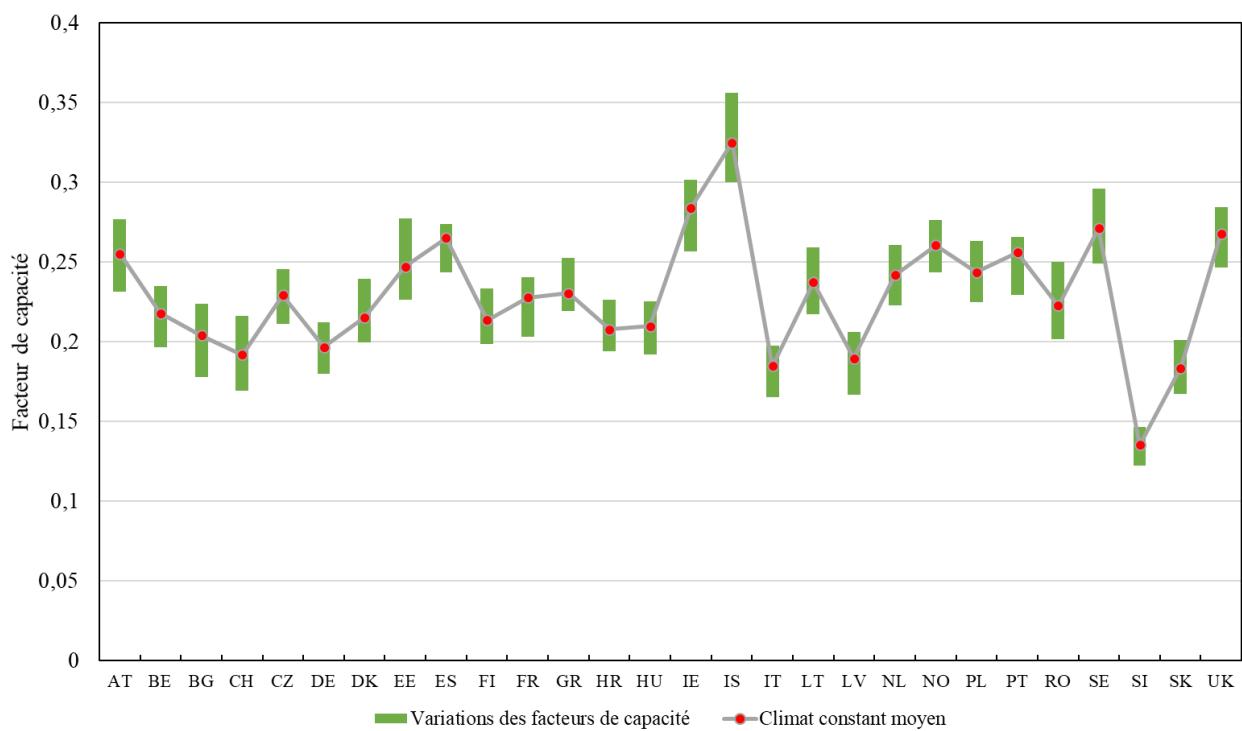


Figure 118-Variations du facteur de capacité de l'éolien sur terre pour l'ensemble des projections sur l'horizon 2030-2050

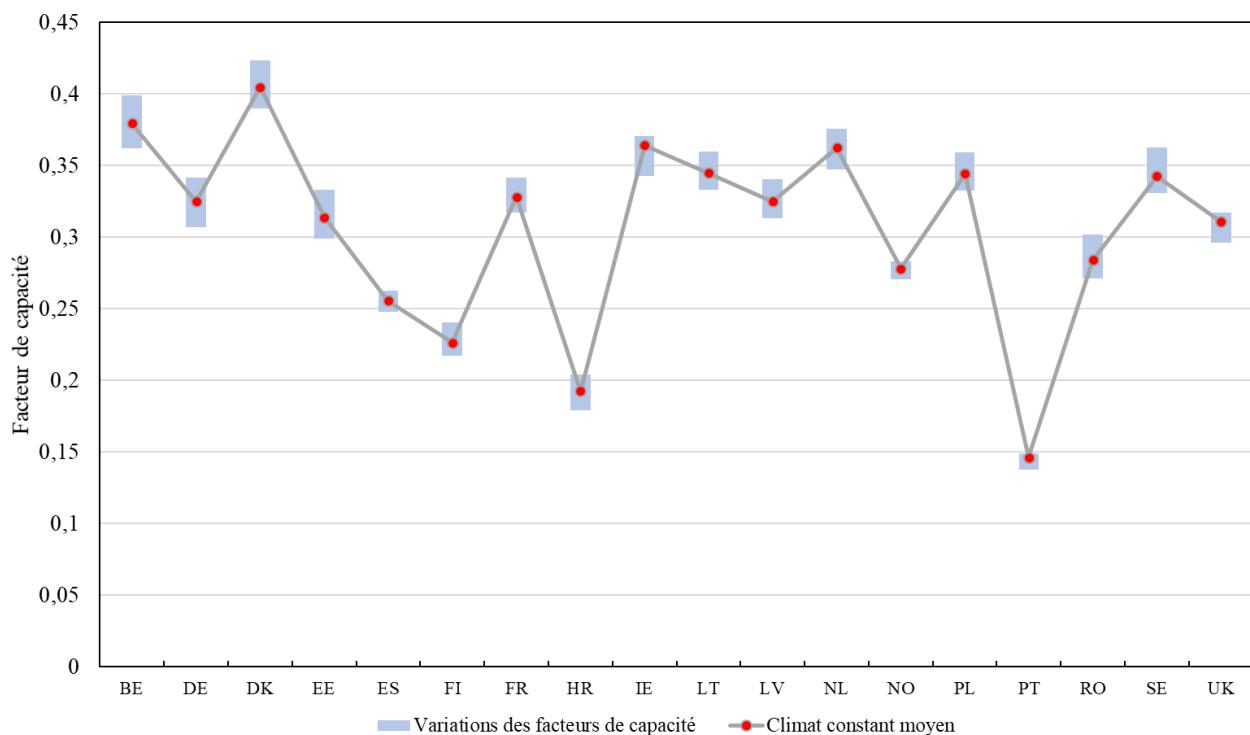


Figure 119- Variations du facteur de capacité de l'éolien en mer pour l'ensemble des projections sur l'horizon 2030-2050

III- Résultats de la prise en compte de la variabilité climatique dans les objectifs de décarbonisation du mix

En traduisant l'impact de la variabilité climatique sur les moyens de production susmentionnés et la demande, nous évaluons dans un scénario de neutralité à l'horizon 2050 la variation induite sur les différents indicateurs décrits pour le scénario NEUTR. Pour ce faire, nous utilisons le coefficient de variation k sur l'ensemble des projections climatiques et le climat moyen constant sur l'ensemble de la période 2020-2050. Ce paramètre sans unité traduit la dispersion autour de la moyenne et représente dans le cadre de la variabilité climatique, un indicateur de 'fiabilité'.

1. Incertitudes sur la production renouvelable

La variabilité climatique entraîne une incertitude plus marquée autour de la production éolienne en 2050 à l'échelle des 29 pays. Le solaire et la bioénergie sont moyennement impactés et l'hydraulique, du fait de la saturation du potentiel est très peu impactée.

Tableau 61- Valeurs de k en 2030 et en 2050 pour les différentes sources renouvelables

Années/Source	Hydro	Bioénergie	Autres renouvelables	Solaire	Eolien
2030	0%	1%	13%	2%	1%
2050	0%	1%	0%	3%	3%

Une analyse plus fine à l'échelle des groupes de régions en 2050 montre que les plus fortes variabilités sont observées pour le solaire et l'éolien. Cette variabilité est d'autant plus marquée dans les régions où l'une ou l'autre des ressources est relativement peu utilisée dans le mix. C'est le cas du solaire dans les zones BIS et NWN et de l'éolien dans la zone SEE et ALP. Certaines exceptions sont tout de même notables. Dans la zone SEE où le solaire représente 40% de la production dans le scénario NEUTR en 2050, on note un coefficient de variation assez élevé de 12%.

Tableau 62- Valeurs de k pour les différents groupes de régions en 2050

Groupe de régions	Hydro	Bioenergy	Other RES	Solar	Wind
ALP	1%	0%	0%	1%	22%
BIS	2%	1%	0%	35%	4%
CEE	2%	1%	0%	15%	3%
CWE	2%	2%	0%	5%	5%
IBE	2%	5%	0%	7%	7%
NEE	2%	19%	0%	2%	10%
NWN	0%	3%	0%	35%	4%
SEE	4%	6%	0%	12%	31%

La Figure 120 ci-dessous donne les intervalles de production dans les différents groupes de régions.

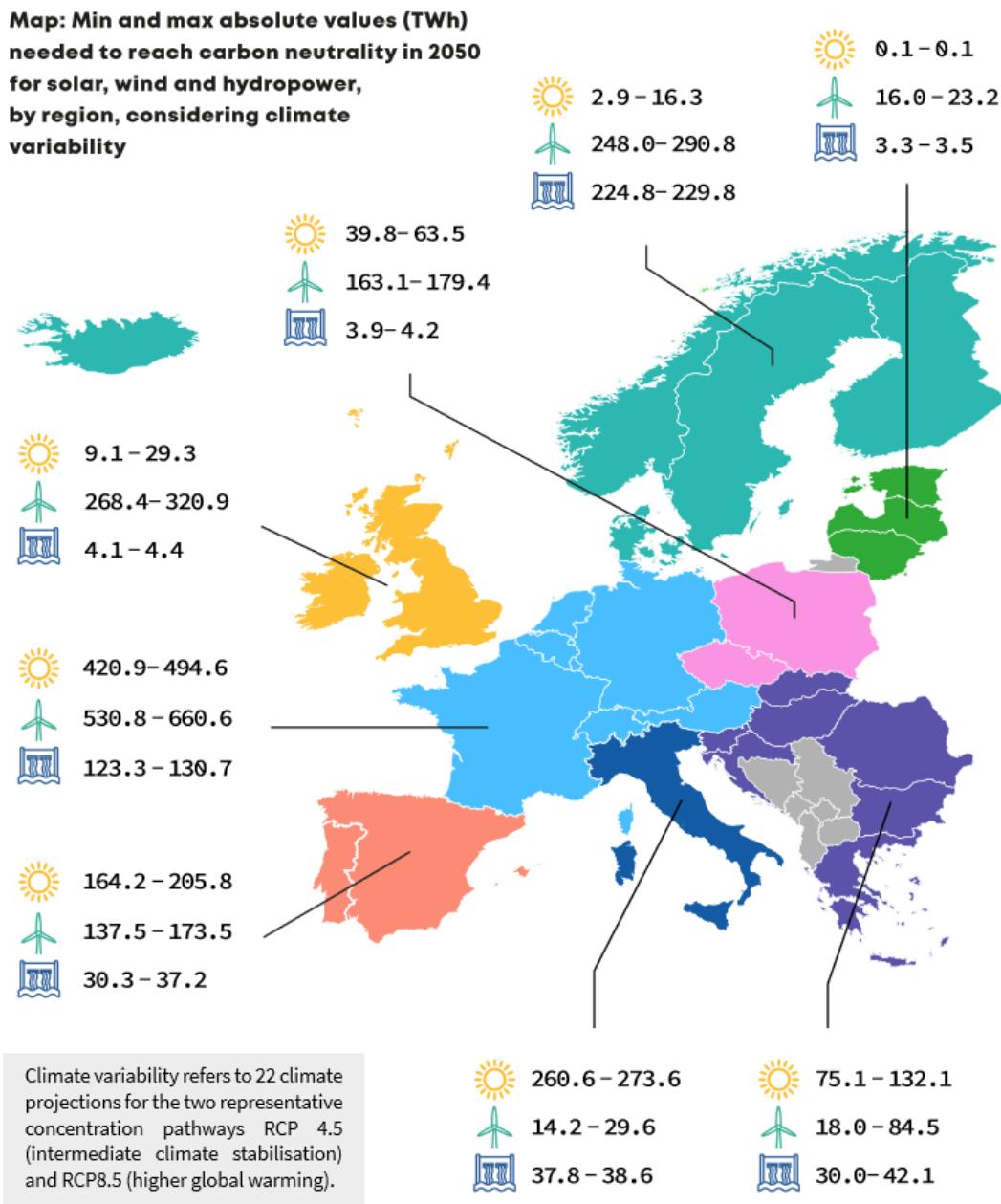


Figure 120- Variations de la production renouvelable (solaire, éolien et hydraulique) par groupe de régions (Source : Clim2power Infographic N° 1 [228])

2. Impact sur la production de gaz naturel

Les coefficients de variation observés pour les sources renouvelables entraînent en fonction des zones étudiées une demande à la hausse ou à la baisse de la production des autres sources

d'électricité. C'est le cas du gaz naturel dont les valeurs sont présentées dans le tableau ci-dessus en 2030 et 2050.

Tableau 63- Variations de la production de gaz naturel par rapport au scénario NEUTR

Années / Région	ALP	BIS	CEE	CWE	IBE	NEE	NWN	SEE
2030	-15,2 à +7,1 TWh	-7,3 à +9,5 TWh	-8,4 à +5,0 TWh	-44,0 à +36,9 TWh	-4,6 à +0,2 TWh	-0,4 à +0,3 TWh	0 à +1,0 TWh	-9,6 à 1,4 TWh
2050	-10,4 à +2,5 TWh	-8,4 à +4,6 TWh	-7,4 à +9,1 TWh	-34,4 à +15,9 TWh	-8,4 à -2,0 TWh	-0,4 à 0,4 TWh	-2,8 à 1,4 TWh	-2,5 à 0,9 TWh

En fonction des conditions climatiques, les différents groupes de régions pourraient faire appel à plus de gaz naturel pour la satisfaction de la demande par rapport au climat moyen constant. Cette production à la hausse est plus importante en volume dans la zone CWE. Par rapport au scénario à climat constant, en 2050, la production supplémentaire de gaz naturel augmente de 5 à 34%. Ces niveaux différenciés de besoin supplémentaire de production d'électricité à partir du gaz naturel montre un des impacts indirects liés à l'intermittence des sources renouvelables, déjà perceptible aujourd'hui et qui pourrait s'amplifier en fonction des régions.

3. Variations de la part de production de renouvelable variable (solaire et éolien)

L'impact direct des conditions climatiques sur la production éolienne et solaire conditionne la part de ces deux sources renouvelables dans le mix de production à l'horizon 2050 où l'objectif de neutralité carbone est fixé ici. Cet effet est notamment très marqué dans plusieurs pays comme le dénote la Figure 121 ci-dessous. Il convient de remarquer que cet impact ne dépend pas de la variabilité des facteurs de capacité déduits à partir des projections climatiques. Face à différents scénarios d'évolution possible des conditions climatiques, ces résultats traduisent l'incertitude pouvant caractériser les cibles de long terme. Une forte variabilité est observée dans les zones fortement importatrices aujourd'hui notamment la Croatie, la Lituanie ou encore la Slovénie, qui

du fait de leur statut d'importateur même à long terme (voir Figure 91), doivent adapter leur mix de production en fonction des volumes disponibles à l'import.

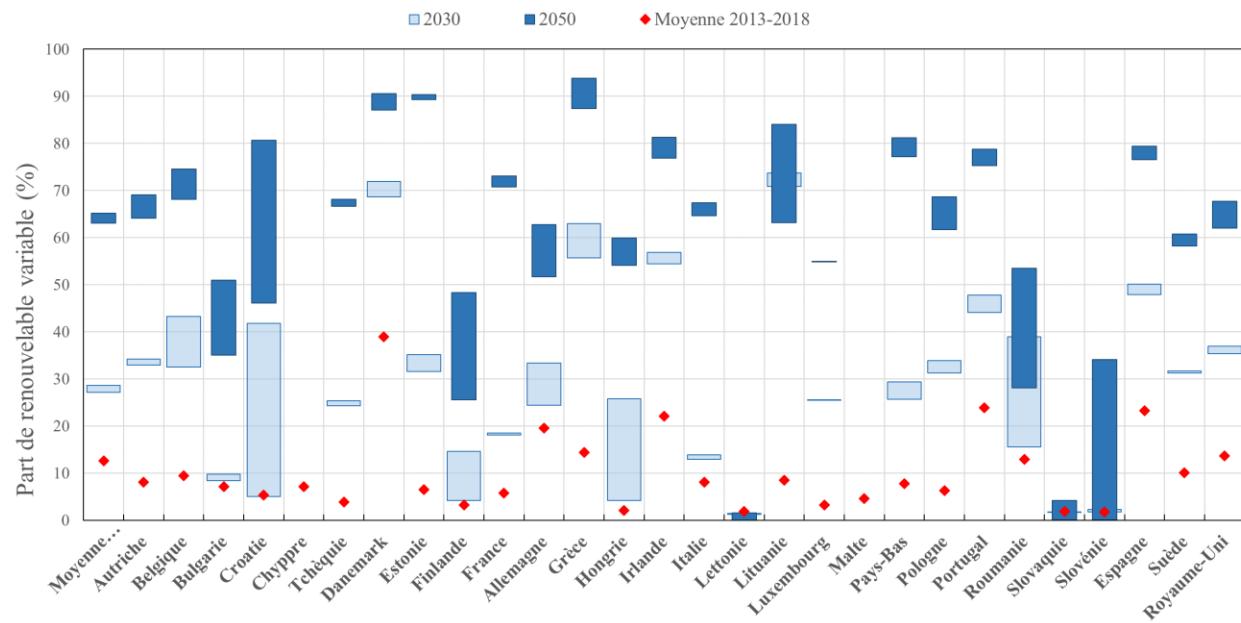


Figure 121- Part moyenne de renouvelable sur la période 2013-2018 et variations de la pénétration du renouvelable variable en 2030 et en 2050 en fonction des projections climatiques

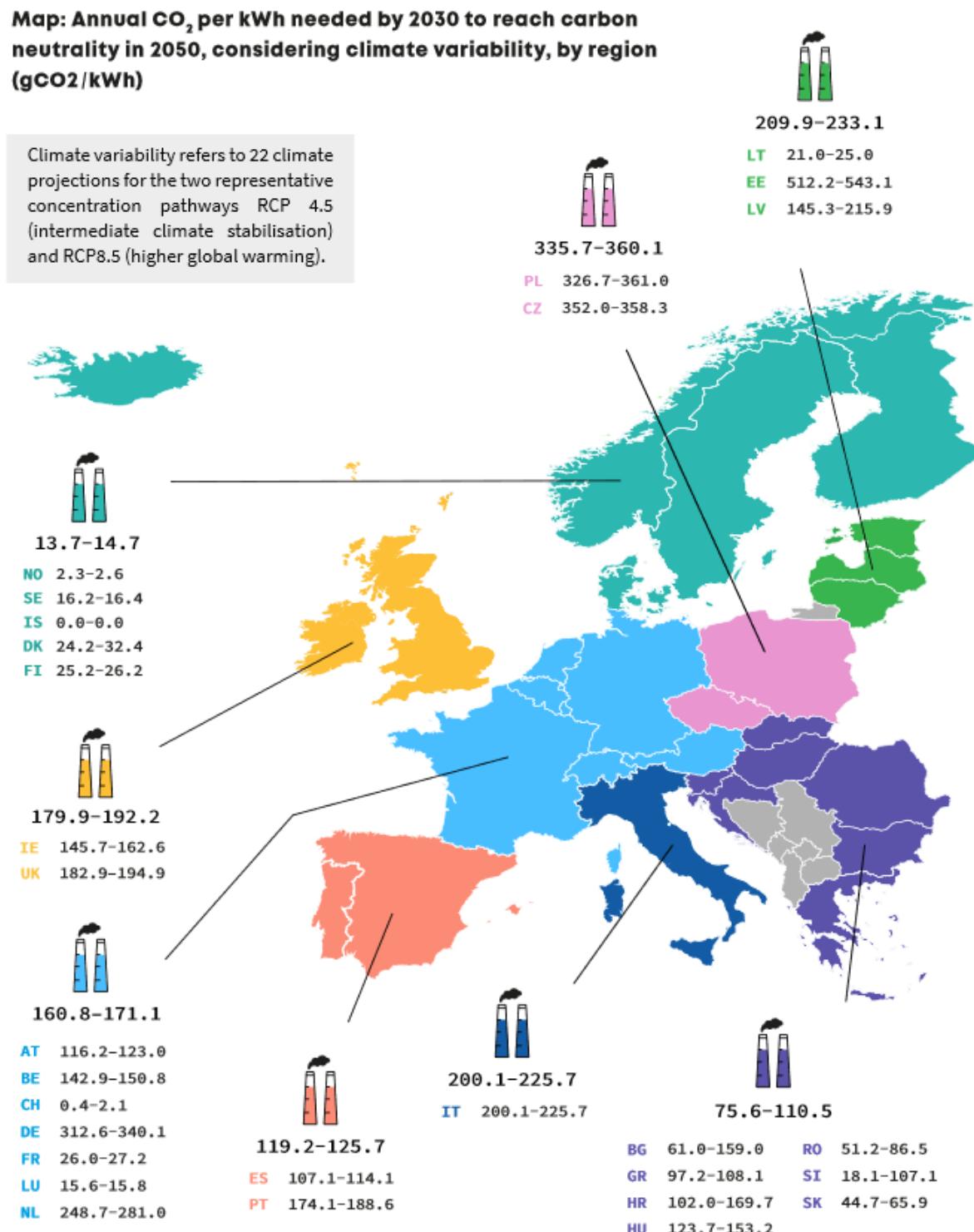
4. Variation de l'intensité en CO₂ de la production électrique

L'intensité en CO₂ de la production varie à la hausse dans un bon nombre de zones qui utilisent des ressources fossiles pour assurer l'équilibre offre-demande. Il devient impossible dans certaines zones, d'atteindre les mêmes niveaux que dans le scénario à climat constant. En 2030, les niveaux observés dans les scénarios climatiques sont dans certains cas plus importants que dans le scénario NEUTR.

Tableau 64- Variations de l'intensité en CO₂ (gCO₂/kWh) par rapport au scénario NEUTR pour chaque groupe de régions

Zone/Période	ALP	BIS	CEE	CWE	IBE	NEE	NWN	SEE
2030	-3,1 à +9,3%	-5,3 à +1,2%	-2,7 à +4,4%	-4,4 à +1,8%	-3,7 à +1,5%	-8,7 à +1,4%	-1,5,2 à +6,1%	-19,3 à +18,0%

A l'échelle des pays, la figure ci-dessous donne la plage de l'intensité carbone en 2030 (gCO₂/kWh).



5. Variations du besoin en investissement

La proportion du besoin d'investissement total supplémentaire dans chaque groupe de régions en 2050 par rapport au scénario NEUTR est décrite dans le tableau ci-dessous.

Tableau 65- Différences des investissements sur la période 2030-2050 par rapport au scénario NEUTR

Zone/Période	ALP	BIS	CEE	CWE	IBE	NEE	NWN	SEE
2050	0,3 4,5%	-7,2 1,2%	-0,9 4,4%	-2,0 1,8%	1,2 1,5%	-3,2 à - 1,4%	-4,1 6,1%	-0,5 à 2,3%

En 2050, les variations des flux d'investissement sont différencierées par filière et présentent une part significative dans le solaire, l'éolien, le stockage et la biomasse avec séquestration.

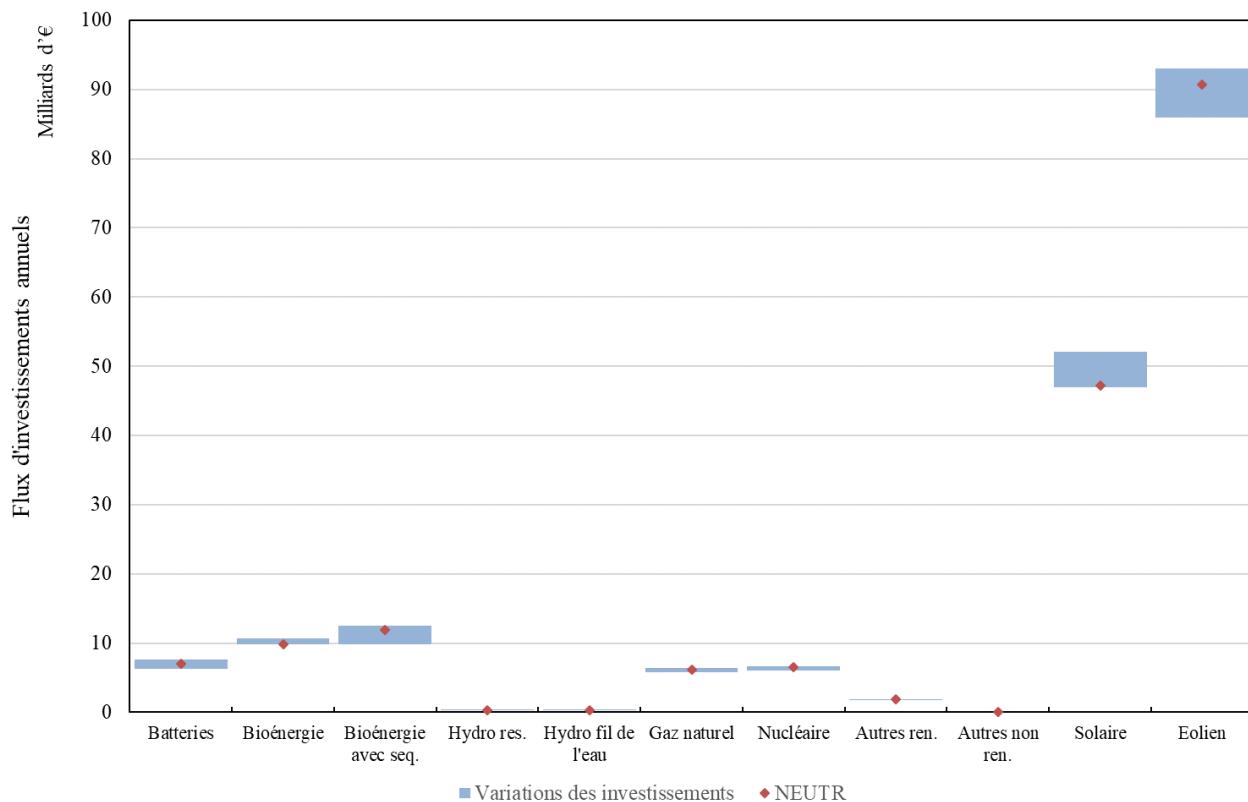


Figure 123- Variations du flux d'investissement par filière en 2050

6. Variation des échanges d'électricité

Les deux figures ci-dessous représentant les volumes minimaux et maximaux d'électricité échangés permettent d'identifier le fort impact de la variabilité des conditions climatiques sur l'activité des zones comme le CWE et le NWN. Les niveaux déjà très élevés en 2050 par rapport à 2016 identifiés dans le scénario à climat constant pourraient, dans certaines régions, ne consister qu'en une valeur minimale en fonction du climat. L'écart est entre le volume minimal et le volume peut s'élever d'environ 25% comme dans le cas de la zone CWE.

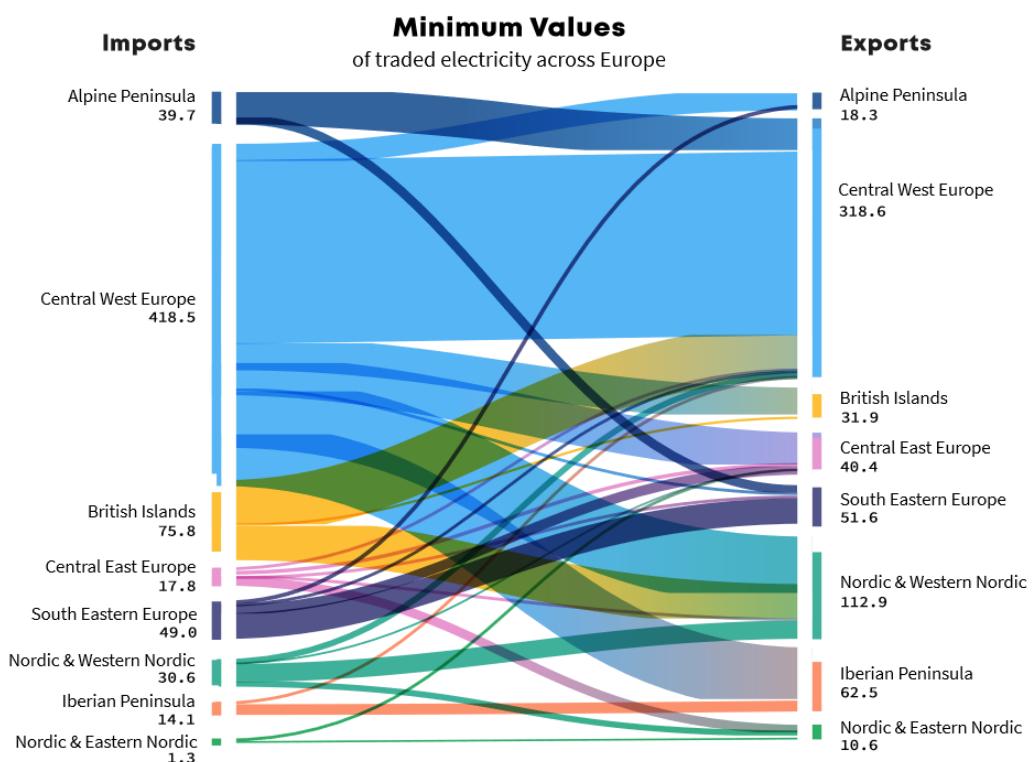


Figure 124- Valeurs minimales des échanges en considérant les projections climatiques (Source : Clim2Power Infographic N°3 [228])

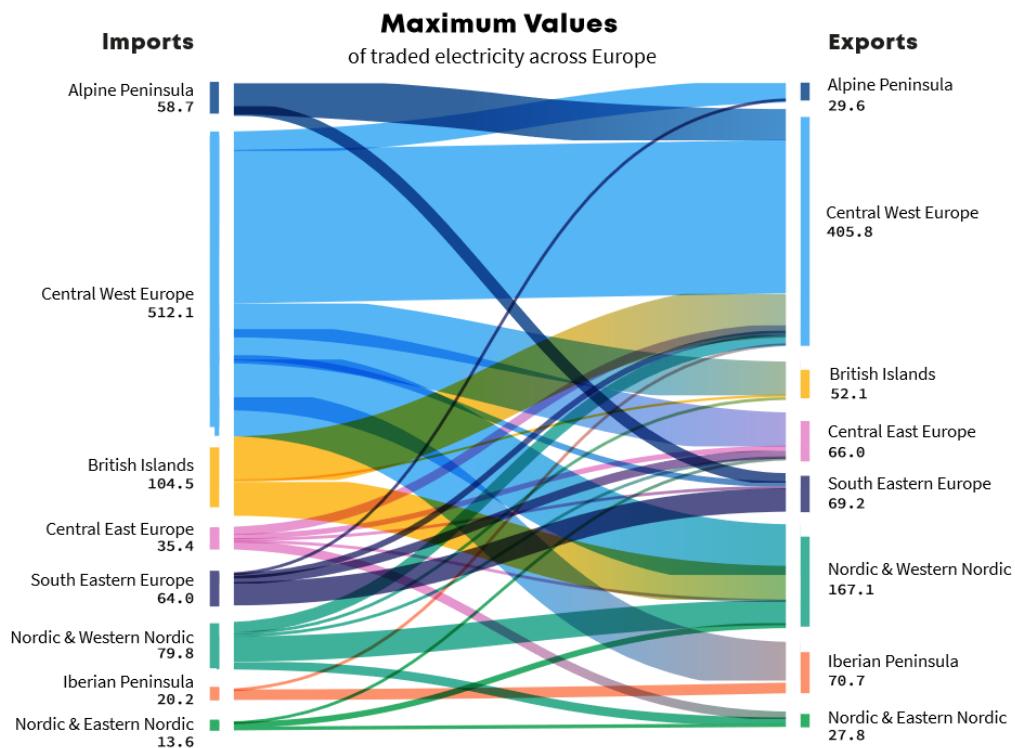


Figure 125- Valeurs maximales des échanges en considérant les projections climatiques (Source : Clim2Power Infographic N°3 [228])

IV- Résultats de l'analyse de sensibilité

Nous présentons ici les résultats de l'analyse de sensibilité réalisée. Les différences d'hypothèses utilisées pour le projet Clim2power et ceux de ce scénario de variabilité sont résumées dans le tableau ci-après :

Tableau 66- Eléments différenciant entre l'analyse de sensibilité réalisée et les hypothèses du projet Clim2Power

Groupe de production concerné	Hypothèse Clim2Power	Hypothèse dans l'analyse de sensibilité
Hydraulique	Le potentiel hydraulique exploitable correspond à la moitié de celui décrit dans le Tableau 39	Le potentiel hydraulique exploitable correspond à celui décrit dans le Tableau 39
Nucléaire	La disponibilité saisonnière des nouvelles centrales nucléaires est identique à celle des existantes sur la période 2020-2050	La disponibilité des nouvelles centrales nucléaires est fixée à 0,85 dans tous les pays
Eolien en mer	Le déploiement des nouvelles centrales offshore est limité à 5GW par période de 5 ans dans les zones ayant installé moins de 1GW par an au cours des 20 dernières années	Le déploiement des nouvelles centrales offshore est limité à la moitié du potentiel total par période de 5 ans dans tous les pays
Solaire	Facteur de capacité du PV assimilé à celui du CSP en Espagne au cours de la nuit	Distinction des facteurs de capacité du PV et du CSP en Espagne sur tous les pas de temps.

1. Incertitude sur la production renouvelable

La variabilité de la production hydraulique évolue sensiblement avec les nouvelles hypothèses considérées. La disponibilité d'un potentiel plus important pourrait justifier cet écart. De même les variabilités pour l'éolien et le solaire évoluent très faiblement par rapport aux résultats du projet Clim2Power.

Tableau 67- Comparaison de la variabilité en 2030 et en 2050 pour les différentes sources renouvelables

Scénario	Années/Source	Hydro	Bioénergie	Autres renouvelables	Solaire	Eolien
C2P	2030	0%	1%	13%	2%	1%
	2050	0%	1%	0%	3%	3%
SENSI	2030	1%	1%	10%	1%	2%
	2050	2%	1%	0%	4%	2%

A l'échelle des régions, l'analyse de sensibilité effectuée ici confirme dans certaines régions la forte variabilité de la production solaire sur le long terme et dans la zone SEE celle de l'éolien.

Tableau 68- Comparaison de la variabilité en 2050 par groupe de régions

Groupe de régions	Scénario	Hydro	Bioénergie	Autres ren.	Solaire	Eolien
ALP	C2P	1%	0%	0%	1%	22%
	SENSI	1%	1%	0%	1%	2%
BIS	C2P	2%	1%	0%	35%	4%
	SENSI	2%	2%	0%	36%	3%
CEE	C2P	2%	1%	0%	15%	3%
	SENSI	2%	1%	0%	19%	2%
CWE	C2P	2%	2%	0%	5%	5%
	SENSI	5%	1%	0%	6%	4%
IBE	C2P	2%	5%	0%	7%	7%
	SENSI	4%	8%	0%	9%	10%
NEE	C2P	2%	19%	0%	2%	10%
	SENSI	2%	23%	0%	2%	5%
NWN	C2P	0%	3%	0%	35%	4%
	SENSI	0%	3%	0%	59%	3%
SEE	C2P	4%	6%	0%	12%	31%
	SENSI	5%	2%	0%	10%	36%

2. Variation de la part de la production de renouvelable

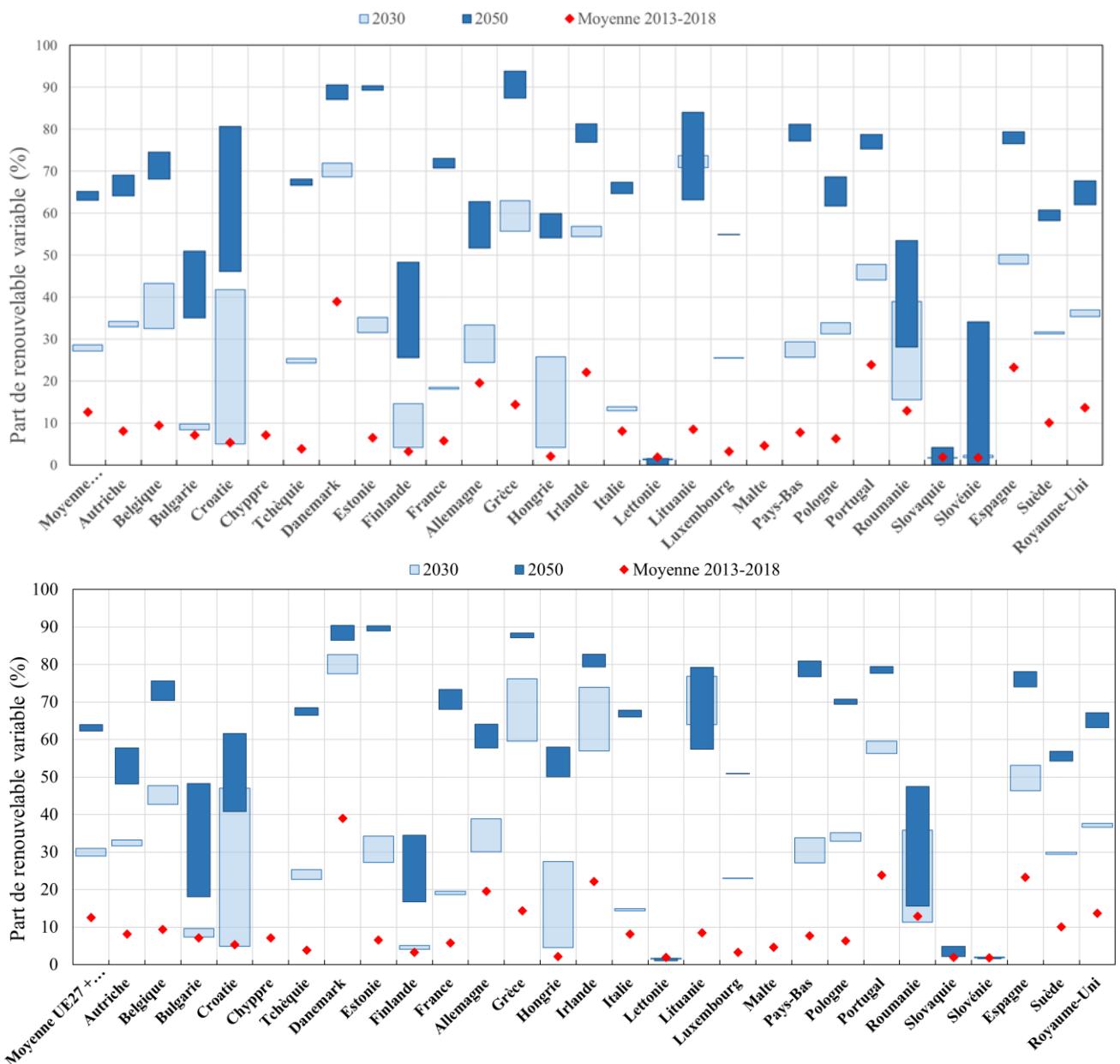


Figure 126- Comparaison de la variabilité de la part du renouvelable variable (en haut pour les résultats de Clim2Power, en bas dans le scénario de sensibilité)

Pour les pays où elle a été identifiée précédemment, la forte variabilité de la production intermittente est encore constatée dans les résultats de cette analyse de sensibilité à l'exception de la Slovénie. La forte variabilité y est réduite par l'exploitation d'une plus grande part de son potentiel hydraulique qui représente dans cette analyse de sensibilité 50% de la production électrique totale du pays contre 35% dans les précédents résultats. L'hypothèse plus optimiste pour l'éolien offshore permet en outre au Danemark d'augmenter sa part d'ENR dès 2030. Pour la France et la Croatie, on note une variabilité plus importante en 2050. En Allemagne, en 2030 la l'intervalle cible de la production renouvelable variable est plus élevé dans la sensibilité étudiée. En 2050, cet intervalle est plus réduit. En Pologne et en Italie, la variabilité de la part du renouvelable variable en 2030 et en 2050 est réduite.

Globalement ces résultats permettent d'illustrer au moins qualitativement le fait que la variabilité climatique se combine de façon complexe aux autres incertitudes liées à la capacité de déployer massivement des ressources aujourd'hui marginales dans plusieurs pays.

Conclusion du chapitre 5

Dans ce chapitre, nous avons présenté le cœur de la contribution de cette thèse au projet Clim2Power. En décalage par rapport à l'approche classique qui utilise des conditions climatiques historiques ou des valeurs moyennées pour l'étude du long terme, nous utilisons 22 projections climatiques EURO-CORDEX sur la période de 2030 à 2050. Les variables climatiques qui les caractérisent ont servi à définir pour la production électrique des facteurs de capacité solaire, éolien, hydraulique ainsi que des courbes de charge de la demande d'électricité et de chaleur. Ces paramètres sont évalués de manière simultanée dans l'ensemble des pays considérés. Pour chacune des projections climatiques, nous évaluons ensuite les transformations du système pour atteindre une neutralité carbone en 2050. Tous les chemins optimaux de décarbonisation obtenus permettent d'évaluer l'impact de la variabilité climatique sur les investissements, les échanges d'électricité, la production de gaz naturel, la part de renouvelable dans le mix et l'intensité CO₂ du mix de production. On définit un indicateur k représentant le ratio entre l'écart type et la moyenne des résultats obtenus pour les différentes projections.

Un premier groupe de résultats concerne ceux obtenus avec les hypothèses du projet Clim2Power. Les productions solaires et éoliennes présentent à l'échelle globale une faible variation en fonction des scénarios marquée par une valeur de k inférieure à 3%. A l'échelle des zones cependant, on remarque une forte variation allant jusqu'à 35% dans différentes zones. Cette variabilité est également perceptible dans certaines régions où la part de renouvelable variable en 2050 peut varier de plus de 20% en fonction du scénario. L'impact sur les échanges d'électricité est matérialisé par des plages de variations étendues dans certaines régions où la dépendance aux importances devient accrue en fin d'horizon.

Une analyse de sensibilité sur le rythme de déploiement des centrales éoliennes en mer, le potentiel hydraulique et la disponibilité saisonnière des nouvelles centrales nucléaires introduit peu de changement de ces résultats à l'échelle globale. L'impact observé traduit dans certaines régions le potentiel de la ressource éolienne offshore et de l'hydroélectricité dans l'atteinte de niveaux plus élevés de pénétration de la production renouvelable.

Ce travail aura servi à créer un pont entre la science du climat et le domaine de l'énergie, plus particulièrement celui de la planification à long terme. La complexité des échanges entre les deux communautés est décrite par la Figure 127 ci-dessous. Ce challenge résolu en partie par la chaîne de travail dans le projet Clim2Power a permis de tirer le meilleur des deux communautés pour guider la décision des décideurs.

Le travail réalisé n'est pas cependant sans limites. Nous y considérons notamment une valeur moyenne nationale des facteurs de capacité. Cette opération néglige les variations entre régions d'un même pays qui peuvent être déterminantes pour l'installation des moyens de production. D'autre part, les facteurs de capacité solaires et éoliens horaires utilisés proviennent d'une valeur journalière pour laquelle un profil historique est appliqué. L'utilisation de méthodes statistiques (machine learning) pour le calcul des facteurs de capacité hydraulique est également une limitation. En effet, si cette méthode marche pour le fil de l'eau, les réservoirs ont des règles opérationnelles que le machine learning capture difficilement. On pourra également relever toutes les limites intrinsèques aux projections climatiques et la quantification de leur incertitude qui n'est pas présentée ici.

Différentes perspectives de ce travail incluent le couplage à un modèle de Unit-Commitment, la réalisation d'une étude à l'échelle régionale, une quantification de l'impact de la variabilité sur les centrales thermiques, et une prise en compte de l'impact des événements extrêmes qui permettraient de compléter l'analyse réalisée ici.

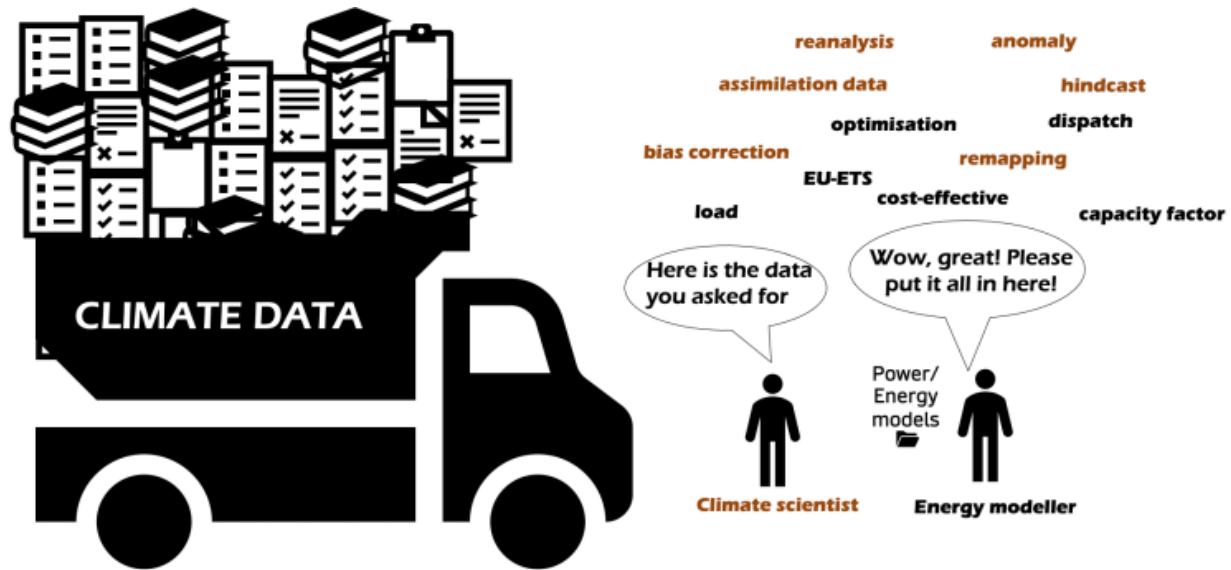


Figure 127- Pictogramme représentant 'inadéquation entre les données fournies par les climatologues et les données requises par les modélisateurs de systèmes énergétiques (réalisé par Sofia G. Simoes pour le projet Clim2Power)

CHAPITRE 6: APPROCHE DE RESOLUTION

PAR LA TECHNIQUE DE RELAXATION

LAGRANGIENNE



Introduction du chapitre 6

Dans ce chapitre, nous présentons une approche mathématique basée sur la relaxation lagrangienne pour la résolution du problème d'optimisation généré par le scénario de neutralité carbone étudié dans le chapitre 4 de ce document. Cette méthode exploite la structure du programme linéaire pour en réaliser une décomposition et proposer une méthode alternative de résolution.

La première section de ce chapitre présente l'enjeu de la granularité dans la modélisation prospective. Elle est suivie par une description de la technique de relaxation lagrangienne et des méthodes de résolution du dual lagrangien. La troisième section présente le cas d'application qui est ici le programme linéaire associé au scénario NEUTR étudié précédemment et enfin nous réalisons une discussion autour des résultats obtenus dans la quatrième section.

I- L'enjeu de la granularité dans la modélisation prospective

Le modèle eTIMES-EU décrit une structure du système électrique européen orientée par des choix dans chaque partie de la chaîne énergétique : les ressources, l'ensemble production-transmission-stockage et la demande. Le niveau de détail dans la caractérisation de chacune de ces parties est conditionné par la représentation spatio-temporelle du système. Il est possible par exemple d'envisager pour un modèle de type MARKAL-TIMES du système électrique européen une description du fonctionnement du système au pas horaire et une modélisation régionale par pays représenté. Le potentiel des ressources et la représentation des capacités, pour ne citer que ces deux paramètres seraient alors décrits à cette échelle spatiale. La dynamique de fonctionnement de différentes centrales et le niveau de demande à l'échelle horaire gagneraient également en représentativité par rapport à une agrégation sur un nombre limité de pas de temps. Pour la production renouvelable variable en particulier, une décomposition temporelle très fine permettrait d'éliminer la surestimation de la participation de l'énergie éolienne et des moyens de production en base et également une sous-estimation des coûts totaux du système [229], [230]. D'autre part, l'impact de la désagrégation spatiale des facteurs de capacité a également été évaluée sur les résultats de long terme. En conservant une décomposition temporelle sur 12 timeslices, S. Simoes et al. [231] réalisent avec le modèle JRC-EU-TIMES, une étude avec différents niveaux géographiques de caractérisation des facteurs de capacités éolien et solaire en Autriche. La méthodologie employée dans cette étude s'apparente plus à une décomposition technologique qu'à un découpage territorial où chaque sous-région redeviendrait une entité autonome. Les différences obtenues dans la production encouragent une description de la disponibilité du solaire et de l'éolien la plus fine possible. L'étude suggère en outre que cette méthodologie soit étendue à l'ensemble de la plaque européenne. M. Haller et al. [232] explorent partiellement cette piste avec le modèle LIMES-EU+. Leur étude propose une désagrégation spatiale de la ressource intermittente en considérant trois niveaux de disponibilité différenciés correspondant à différents sites de production. Le modèle utilise une décomposition temporelle basée sur 49 pas de temps annuels.

Les données générées dans le cadre du projet Clim2Power de même que les données de l'ENTSO-E offrent la possibilité d'une description détaillée du système sur l'horizon d'étude. Les

facteurs de capacité pour l'un et la puissance appelée pour l'autre des moyens de production éolien, solaire et hydraulique de même que les niveaux de demande sont décrits à l'échelle horaire. De plus, la couverture géographique des données de Clim2Power descend à l'unité territoriale statistique regroupant les régions de base pour l'application des politiques régionales (NUTS 2). Ce niveau de découpage correspond également à celui sur lequel sont définies les politiques régionales de l'Union Européenne [233]. À l'échelle européenne, le modèle eTIMES-EU propose aujourd'hui un découpage de chaque année sur 64 pas de temps. Cette décomposition permet de capturer les variabilités saisonnière, hebdomadaire et infajournalière de la production et de la demande. Cependant, elle n'exploite que partiellement les données de facteurs de capacité fournies dans le cadre du projet et il serait intéressant d'étendre cette représentation.

Il faut toutefois tenir compte des contraintes liées à la taille du problème d'optimisation généré par les scénarios. Le problème d'optimisation résolu aujourd'hui a une taille d'environ 4,5 Go et comporte 10 562 323 variables, 7 220 387 contraintes et 41 690 349 valeurs non nulles. Un nombre de pas de temps élevé et une couverture géographique très détaillée peuvent conduire à une augmentation exponentielle de ces valeurs et des temps de calcul prohibitifs. En outre, de nouveaux phénomènes comme le ramping nécessitent d'être pris en compte dans le cas d'un découpage temporel très fin. La modélisation doit alors faire un compromis entre le souci d'être la plus réaliste possible et fournir une représentation permettant de mettre en lumière une problématique autour de l'évolution du système électrique.

Différentes alternatives ont été proposées dans la littérature pour contourner l'augmentation du nombre de pas de temps et l'ajout de contraintes opérationnelles dans le modèle de planification. S. Collins et al. [234] ont relevé le soft-linking d'un modèle de planification et d'un modèle d'Unit-Commitment comme une des méthodologies ayant pour but de donner un meilleur reflet des challenges techniques et économiques liés à une forte pénétration de la production renouvelable variable. Ce couplage a été notamment réalisé entre les modèles TIMES Ireland et PLEXOS [235] et les modèles JRC-EU-TIMES et Dispa-SET [236]. Des méthodes avancées de sélection des pas de temps ont également été proposées dans la littérature. Elles sont basées sur l'utilisation d'heuristiques [237], des méthodes de clustering [238] ou une approche d'optimisation [239].

La problématique de la taille des problèmes générés est également présente dans le Unit-commitment et l'Optimal Power Flow. Le problème d'optimisation à résoudre dans le Unit-commitment considère des contraintes liées :

- ★ à l'égalité offre demande : la puissance fournie par l'ensemble des générateurs allumés doit être égale à la demande exprimée à chaque instant,
- ★ à la réserve tournante : La somme des limites supérieures de la puissance nominale de tous les générateurs allumés doit être supérieure ou égale à la demande augmentée de la réserve tournante obligatoire à chaque instant,
- ★ aux bornes de génération : la puissance produite par les centrales doit être comprise entre les limites inférieures et supérieures de la puissance nominale,
- ★ aux rampes : l'allumage et l'arrêt des centrales est conditionnée par des durées minimales et maximales d'arrêt et de fonctionnement
- ★ aux bornes de transmissions : la puissance transitant sur les différentes lignes doit être comprise entre des limites inférieures et supérieures,

L'étude de M. Shahidehpour et al. [240] propose une méthode de relaxation lagrangienne augmentée qui exploite le faible nombre de contraintes couplantes pour la résolution d'un problème de planification à court terme. L'approche proposée consiste à dualiser les contraintes couplant les générateurs (égalité offre-demande, contrainte sur la réserve tournante du système, contrainte sur la puissance maximale transitant sur les lignes) en les éliminant du problème initial et en pénalisant leur violation dans la fonction objectif. L'étude de Daniel Zelazo et al. [241] sur un autre problème de Unit-Commitment utilise la relaxation lagrangienne sur la contrainte modélisant l'égalité offre-demande. La relaxation de cette contrainte présente l'intérêt de pouvoir réécrire le problème sous la forme de sous-problèmes autour de chaque moyen de production. S. Nikolova et al. [242] utilisent également la relaxation lagrangienne sur les équations d'équilibre d'un problème de unit-commitment autour de centrales conventionnelles et renouvelables. Au sein de leur étude autour de la décarbonisation du système énergétique allemand, C. Muller et al. [243] utilisent une relaxation lagrangienne de l'équation d'équilibre entre l'offre et la demande au sein du modèle EMMS.

Nous proposons d'appliquer ce principe de décomposition au modèle eTIMES-EU, dans l'objectif à terme de capturer le fonctionnement du système à des échelles temporelles et

géographiques plus fines. À des échelles fines, le simple chargement en mémoire du modèle entier et, a fortiori, une résolution monolithique de celui-ci, peuvent, en effet, rapidement dépasser les capacités de calcul des machines. La décomposition proposée est également basée sur la relaxation lagrangienne mais, au contraire des applications usuelles à l'UC qui procèdent par décomposition systémique – des moyens de production – nous procérons par décomposition spatiale – des régions. L'idée est d'exploiter l'interaction ténue entre les pays, qui se traduit dans ce modèle par les seules contraintes d'interconnexion et éventuellement des contraintes globales d'émission. Une autre caractéristique de notre approche est qu'elle garantit la convergence vers une solution optimale du modèle global. Si la convergence est trop lente, nous proposons également d'exploiter des solutions intermédiaires calculées dans les premières itérations de la méthode.

II- Relaxation lagrangienne et méthodes de résolution

1. Relaxation lagrangienne

Nous décrivons brièvement dans cette section les principes de relaxation lagrangienne et d'algorithmes des faisceaux. Un exposé plus détaillé et les preuves des propriétés énoncées peuvent être trouvés, par exemple, dans [244]–[246].

Etant donné un problème (\mathcal{P}) d'optimisation de la forme :

$$z = \max_x cx$$

Sujet à:

$$\mathcal{A}_1 x \leq b_1, \quad (1)$$

$$\mathcal{A}_2 x \leq b_2, \quad (2)$$

Il s'agit d'un problème linéaire de maximisation de la fonction objectif cx avec des contraintes linéaires de la forme $\mathcal{A}x \leq b$. x représente un vecteur solution du problème (\mathcal{P}) . On assumera les contraintes (2) complicantes dans ce problème. La technique de relaxation lagrangienne consiste à définir une réécriture du problème qui relâche les contraintes (2) en les ramenant dans la fonction objectif avec des coefficients de pénalisation appelés *multiplicateurs de*

Lagrange μ . Le sous problème lagrangien associé aux multiplicateurs μ est supposé plus facile à résoudre et s'écrit :

$$f(\mu) = \max_x cx + \mu (b_2 - \mathcal{A}_2 x)$$

Sujet à :

$$\mathcal{A}_1 x \leq b_1, \quad (\mathcal{L}_\mu)$$

Pour tout vecteur μ positif de multiplicateurs de Lagrange, la valeur de $f(\mu)$ constitue une **borne supérieure** de la valeur optimale de la fonction objectif du problème (\mathcal{P}) . Le problème du dual lagrangien consiste à déterminer la meilleure borne supérieure et s'écrit donc :

$$(\mathcal{D}): d = \min_{\mu \geq 0} f(\mu)$$

On suppose ici que la valeur $f(\mu)$ est finie pour tout vecteur de multiplicateurs μ .

Tout programme linéaire (\mathcal{P}) possède la propriété de dualité forte : les valeurs optimales de (\mathcal{P}) et (\mathcal{D}) , si elles sont finies, coïncident. Parfois, la résolution de (\mathcal{D}) peut être plus facile que celle de (\mathcal{P}) , notamment quand les contraintes dualisées $\mathcal{A}_2 x \leq b_2$ sont couplantes, autrement dit quand il existe une partition des contraintes restantes $\mathcal{A}_1 x \leq b_1$ et des variables en bloc. Dans ce cas, résoudre un sous-problème lagrangien (\mathcal{L}_μ) pour un vecteur de multiplicateurs μ quelconque, consiste à résoudre, possiblement en parallèle, des programmes linéaires $((\mathcal{L}_\mu^r))_{r \in R}$, un par bloc, de dimensions bien inférieures à celle du problème original, puis à concaténer leurs solutions $x_\mu = (x_\mu^r)_{r \in R}$.

2. Méthodes de résolution du dual lagrangien

Résoudre le dual lagrangien (\mathcal{D}) consiste à minimiser la fonction f qui est convexe et non-différentiable. En effet, f est définie comme le maximum $f(\mu) = \max_{x \in X} f_x(\mu)$ sur le polyèdre $X = \{x \mid \mathcal{A}_1 x \leq b_1\}$ de fonctions affines $f_x(\mu) = cx + \mu (b_2 - \mathcal{A}_2 x)$. Si on ne connaît pas de formule analytique pour cette fonction, on sait en revanche calculer, en tout point μ , sa valeur $f(\mu)$ – en résolvant le sous-programme lagrangien associé (\mathcal{L}_μ) – ainsi qu'au moins un sous-gradient (i.e. la

pente d'un plan tangent) de la fonction en ce point : $s_\mu = b_2 - \mathcal{A}_2 x_\mu \in \partial f(\mu)$, avec x_μ une solution optimale de (\mathcal{L}_μ) .

On peut alors employer, pour minimiser la fonction f , et ainsi résoudre (\mathcal{D}) , toute méthode d'optimisation non-différentiable convexe, dite « boîte noire », c'est-à-dire qui repose sur un oracle capable de retourner la valeur et un sous-gradient de la fonction en chaque point. Ce type de méthode itérative suit le principe des méthodes de descente de l'optimisation différentiable : à chaque itération k , la fonction est évaluée en un point μ_k et, à moins qu'une certaine condition d'arrêt soit satisfaite, une direction d_k et un pas $t_k > 0$ sont choisis afin de calculer le prochain point $\mu_{k+1} = \mu_k + t_k d_k$ à évaluer.

2.1. La méthode du sous-gradient

Dans le cas différentiable, le gradient de la fonction fournit à la fois une condition d'arrêt ($\nabla f(\mu_k) \approx 0$), et une direction de descente ($d_k = -\nabla f(\mu_k)$), i.e. qui garantit la diminution de $f(\mu_k)$ à chaque itération k . Dans le cas non-différentiable, l'opposé d'un sous-gradient $d_k \in -\partial f(\mu_k)$ n'est pas nécessairement une direction de descente, mais pour une suite de pas $(t_k)_{k \geq 0}$ bien choisie, l'algorithme dit du sous-gradient, converge vers un minimum de f . Trouver une suite de pas appropriée, qui assure une convergence rapide de l'algorithme, est en revanche un problème difficile qui dépend de la fonction à minimiser. On garantit la convergence pour une suite de pas de descente t_k telle que :

$$\lim_{k \rightarrow \infty} t_k \rightarrow 0 \text{ et } \sum_{k=0}^{\infty} t_k = \infty$$

2.2. La méthode des plans coupants

Une alternative, appelée méthode des plans coupants, consiste à minimiser une approximation de la fonction f construite progressivement à partir des informations collectées à chaque itération. Plus précisément, le point candidat μ_{k+1} est choisi parmi les solutions minimales d'une approximation de f_k constituée des plans tangents obtenus aux itérations précédentes $j \leq k$:

$$\mu_{k+1} \in \arg \min_{\mu \geq 0} f_k(\mu) \text{ avec } f_k(\mu) = \max_{j \leq k} \{f(\mu_j) + s_{\mu_j}(\mu - \mu_j)\}.$$

Par définition du sous-gradient, l'approximation est un minorant de f (i.e. $f_k \leq f$) et sa précision augmente à chaque itération (i.e. $f_k \leq f_{k+1}$). De fait, il est prouvé, dans le cas précis où

f est la fonction duale d'un programme linéaire, que l'approximation f_k coïncide avec la fonction f à partir d'un certain $k = K$. Ainsi, la condition $\delta_k = f(x_{\mu_k}) - f_k(x_{\mu_k}) = 0$ est satisfaite après un nombre fini $k = K$ d'itérations et x_{μ_k} est alors une solution optimale de f .

En plus de cette bonne propriété de convergence, on notera que minimiser l'approximation f_k pour trouver le prochain candidat se résume à résoudre un programme linéaire avec k contraintes :

$$L_k = \min_{(u, \mu \geq 0)} \{u \mid u \geq f(\mu_j) + s_{\mu_j}(\mu - \mu_j), \forall j \leq k\}.$$

Cette approche souffre cependant d'instabilité et, dans les premières itérations de l'algorithme, les points candidats sont choisis de manière quasi-arbitraire, dans le sens où ils minimisent des approximations qui peuvent être très éloignées de la fonction. On remarque, notamment, que le programme linéaire L_1 à la première itération est non-borné et qu'il est nécessaire pour le résoudre alors de connaître une borne supérieure au vecteur des multiplicateurs μ .

Un second défaut de l'approche, vient de l'accumulation des plans coupants : le programme linéaire L_k grossit à chaque itération et peut devenir difficile à résoudre, du fait de sa taille, mais aussi à cause de problèmes numériques engendrés par la similarité des plans coupants générés.

2.3. La méthode des faisceaux

La méthode des faisceaux peut être vue comme intermédiaire entre la méthode sans mémoire du sous-gradient et la méthode avec mémorisation complète des plans coupants. Par ailleurs, elle propose de remédier aux problèmes de convergence de la première et de stabilité de la seconde.

Concernant la convergence, la méthode distingue certaines itérations de descente, appelées pas sérieux, où la valeur de la fonction diminue de manière suffisante. On considère ainsi une suite de points (v_k) construite progressivement à partir de (μ_k) comme suit:

$$v_{k+1} = \begin{cases} \mu_{k+1} & \text{si } f(\mu_{k+1}) \leq f(v_k) - m\delta_{k+1} \\ v_k & \text{sinon.} \end{cases}$$

avec $m \in]0,1[$ et $\delta_{k+1} \geq 0$. La condition $f(\mu_{k+1}) \leq f(v_k) - m\delta_{k+1}$ est appelée le test de descente.

Concernant la stabilité, il s'agit pour calculer le prochain candidat μ_{k+1} , de minimiser l'approximation f_k , comme dans la méthode de plans coupants, mais en interdisant ou en pénalisant les solutions qui s'éloignent de la meilleure solution déjà rencontrée v_k et prévenir ainsi de trop fortes oscillations. Les points v_k sont alors appelés centres de stabilité.

Il existe différentes manières de stabiliser le programme L_k pour tenir compte de la distance à v_k . La méthode proximale consiste à pénaliser la distance au centre de stabilité dans l'objectif de L_k . μ_{k+1} est défini ainsi comme un minimum de la fonction strictement convexe $\phi_k(\mu) = f_k(\mu) + \frac{1}{2t_k} \|\mu - v_k\|^2$ avec $t_k \geq 0$. Il peut être obtenu par résolution d'un programme quadratique convexe Q_k , sous les mêmes k contraintes linéaires que L_k . On effectue alors le test dedescente en évaluant la descente nominale $\delta_{k+1} = f(x_{v_k}) - \phi_k(\mu_{k+1})$. La suite δ_k converge vers 0 en même temps que $f(\mu_k)$ converge vers un optimum et on a alors une condition d'arrêt valide facilement implémentable : $\delta_k \approx 0$.

Le programme quadratique convexe Q_k est techniquement aussi facile à résoudre que le programme linéaire L_k de la méthode des plans coupants. Mais alors que dans cette dernière, la taille du programme augmente à chaque itération, la méthode des faisceaux offre elle la possibilité de réduire la taille du programme quadratique à intervalles réguliers, en supprimant les contraintes non-actives, permettant ainsi de simplifier l'expression de l'approximation f_k à optimiser tout en garantissant la convergence de l'algorithme. Cette caractéristique permet d'accélérer la résolution, notamment quand le nombre d'itérations est grand. Finalement, résoudre le problème dual (\mathcal{D}) garantit l'obtention de la valeur optimale de (\mathcal{P}) mais pas l'obtention d'une solution optimale, en général. La résolution par la méthode des faisceaux permet cependant de garantir, à terme, l'obtention d'une solution primale optimale comme une certaine combinaison linéaire des x_{μ_k} solutions des sous-problèmes lagrangiens calculées à chacune des itérations. Par ailleurs, les applications de relaxation lagrangienne sont généralement couplées à une heuristique afin de réparer les solutions intermédiaires x_{μ_k} qui ne sont a priori pas réalisables car certaines contraintes dualisées peuvent ne pas être satisfaites (à noter que la solution est optimale pour (\mathcal{P}) si elle satisfait toutes les contraintes dualisées). Si cette approche ne garantit pas de trouver une solution

optimale, elle permet cependant d'obtenir des solutions primales de bonne qualité avant la terminaison de l'algorithme. Cette approche est également applicable à la méthode des faisceaux. Les avantages de la méthode des faisceaux sur les autres méthodes citées précédemment sont donc multiples. Cependant, elle repose sur plusieurs paramètres m .

III- Application au modèle eTIMES-EU

Le programme linéaire initial à résoudre s'écrit autour des 29 pays du modèle. Il s'agit d'une optimisation globale dans laquelle la fonction objectif est définie comme la somme des coûts actualisés dans l'ensemble des pays.

Approche classique eTIMES-EU	
<ul style="list-style-type: none"> - Objectif : minimisation du coût global actualisé - Contraintes internes au générateur de modèle par pays (satisfaction de la demande, transfert de capacité, contrainte flux-activité, ...) - Contrainte d'égalité sur les volumes d'échange transfrontaliers - Contrainte de nullité de la somme des émissions des pays en 2050 	

Les contraintes du modèle sont formées par les équations définies dans la section « Structure et équations principales du modèle ». Il s'agit des contraintes de satisfaction de la demande, de transfert de capacité, de flux-activité, de capacité-activité, d'équilibre des flux de commodités, de la réserve de pic et les contraintes définies par l'utilisateur. Ces différentes équations déterminent l'évolution conjointe des systèmes électriques dans l'ensemble des pays sur l'horizon d'étude. La prise en compte de plusieurs pays interconnectés dans le modèle fait intervenir des équations d'équilibre des flux au niveau des technologies d'interconnexion. Elles diffèrent des équations « classiques » qui régissent le fonctionnement d'un seul pays et réalisent un « couplage » entre deux pays distincts du modèle en définissant une relation d'égalité entre les flux de commodités exportés et importés de part et d'autre de l'interconnexion.

$$IMP(r1, t, k) = EXP(r2, t, k) \quad (1)$$

et

$$IMP(r2, t, k) = EXP(r1, t, k) \quad (2)$$

Avec:

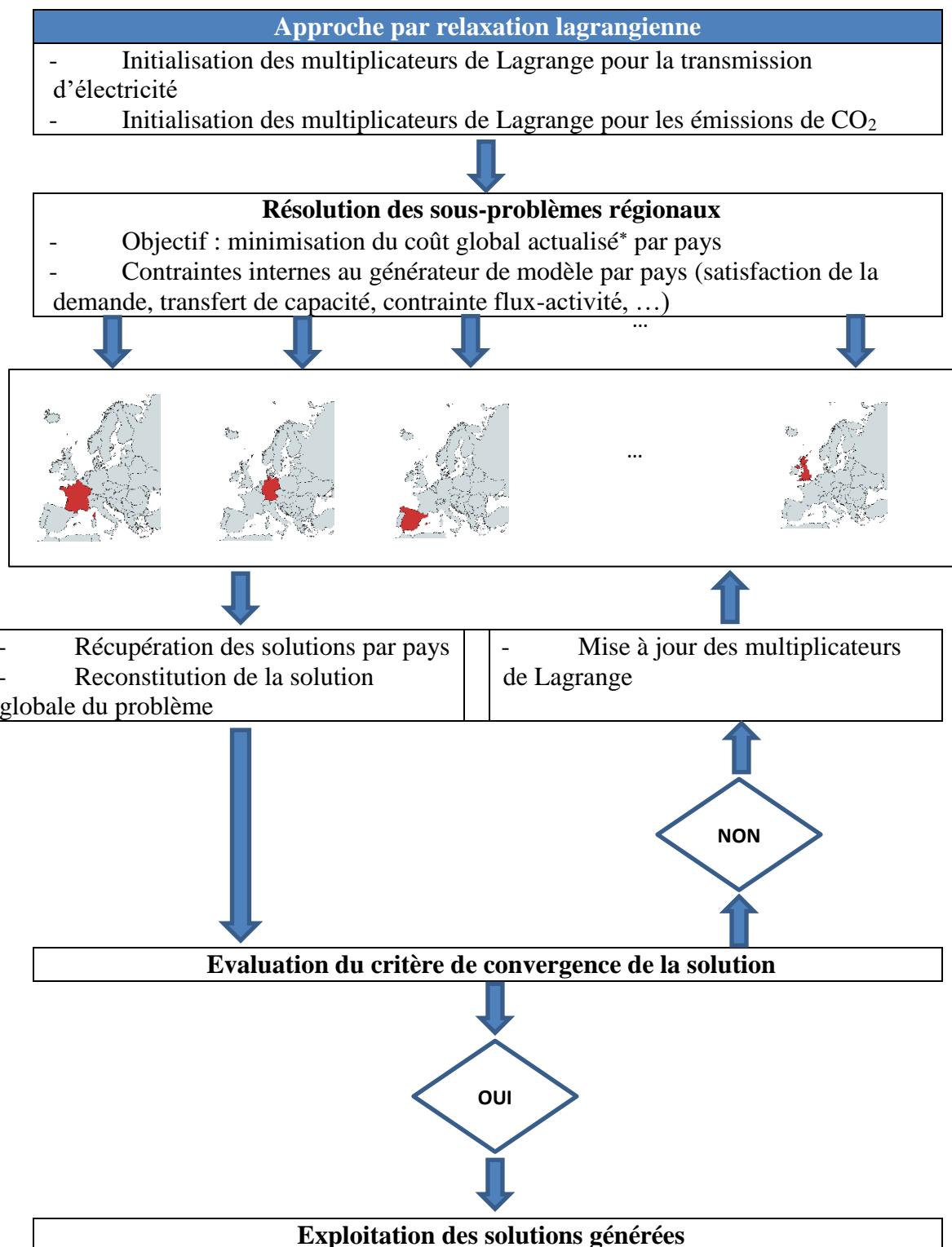
$r1, r2$: deux régions distinctes du modèle reliées par la technologie d'interconnexion k
 $IMP(r1, t, k)$: l'activité d'import par la technologie k pendant la période t dans la région $r1$
 $IMP(r2, t, k)$: l'activité d'import par la technologie k pendant la période t dans la région $r2$
 $EXP(r1, t, k)$: l'activité d'export par la technologie k pendant la période t dans la région $r1$
 $IMP(r2, t, k)$: l'activité d'export par la technologie k pendant la période t dans la région $r2$

Ces variables participent en outre à l'équation globale

$$PROD(t, c) + IMP(t, c) \geq CONS(t, c) + EXP(t, c) \quad (\text{II.5})$$

d'équilibre des flux de commodité pour chaque région. De fait, les niveaux d'activité des différentes technologies d'une région r_i sont conditionnés par la quantité d'énergie échangée avec les régions r_2, \dots, r_j auxquelles elle est interconnectée.

Le programme linéaire eTIMES-EU présente donc une structure en blocs --chaque bloc réalisant l'optimisation au niveau régional -- couplés par ces seules contraintes d'interconnexion et, potentiellement, par une contrainte globale annuelle d'émission. Cette structure permet d'envisager d'une approche par relaxation lagrangienne après dualisation de ces contraintes couplantes inter-régionales :



* L'expression du coût total actualisé utilisée ici inclut un terme correspondant à une pénalité résultant de la relaxation des contraintes.

La décomposition génère des sous-problèmes lagrangiens de bien plus petites tailles que le programme original qui, de plus, peuvent être résolus en parallèle. Par ailleurs, elle exploite bien la relative faible incidence de ces contraintes couplantes d'interconnexion et d'émission sur les capacités installées.

Pour ses qualités évoquées précédemment, nous proposons d'appliquer la méthode proximale des faisceaux à la résolution du dual lagrangien. Dans l'étude expérimentale préliminaire décrite ci-après, nous n'avons pas poussé l'étude paramétrique qui serait nécessaire pour accélérer la convergence de l'algorithme en réduisant le nombre d'itérations. Nous appliquons ici la stratégie de paramétrisation décrite dans [246]. Par ailleurs, nous n'exploitons pas ici la capacité de parallélisation des sous-problèmes lagrangien qui permettrait de réduire les temps de calcul, théoriquement d'un facteur 29.

IV- Expérimentation

1. Description de l'environnement de calcul

L'implémentation de l'algorithme des faisceaux dans ce travail de thèse a été réalisée sous Python 3.7 dans un environnement Windows 7 dans une version de 64 bits. La résolution des problèmes linéaires et quadratiques générés est faite avec le solveur Gurobi 9.0.1. La machine de calcul utilisée est équipée de deux processeurs Intel Xeon Silver 4116 cadencés à 2.10 GHz. La mémoire RAM totale installée est de 32 Go.

Au cours de la résolution, nous implementons un script nous permettant de récupérer les résultats de la résolution indépendante des modèles régionaux toutes les 45 minutes.

2. Présentation des résultats initiaux de convergence et comparaison

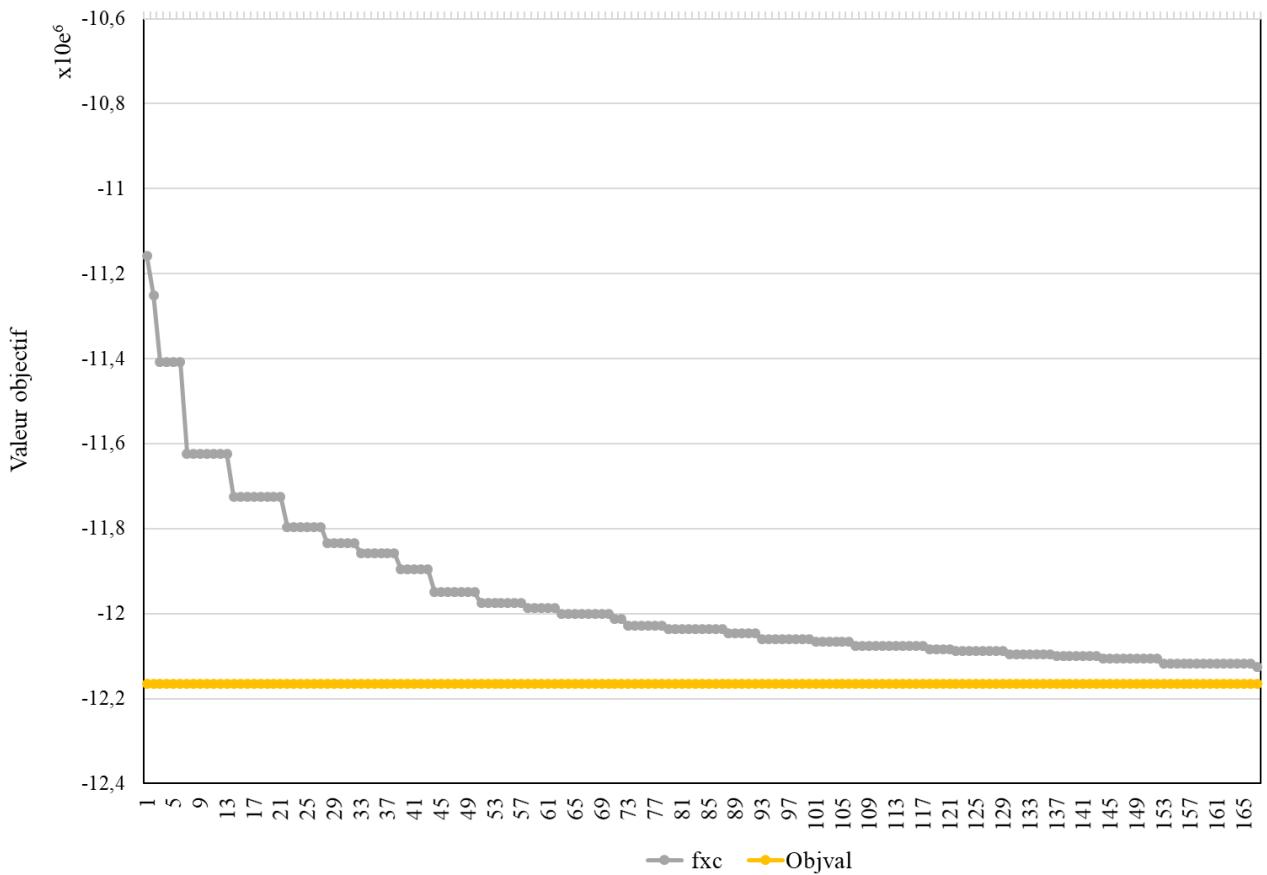


Figure 128- Evolution de la valeur objectif du problème relaxé

La Figure 128 ci-dessus présente l'évolution de la valeur objectif du problème formulé avec les multiplicateurs de Lagrange. On remarque une convergence de cette valeur vers la solution du problème initial non-relaxé. Les différents paliers correspondent aux pas dits « sérieux » du problème, où la nouvelle fonction objectif est nettement améliorée par rapport à la précédente. Les différents paliers sont très marqués sur les premières itérations du modèle. Les changements observés sur les 4 premiers paliers sont 3 à 20 fois plus élevés que sur le reste. A partir du 15^{ème} palier, l'amélioration de la solution est inférieure ou égale à 0,11%. La longueur maximale observée pour un palier est de 14 itérations et la plus faible est d'une itération.

3. Convergence et nouvelles capacités

La figure ci-dessous présente l'évolution des valeurs des nouvelles capacités en 2050 au cours de la résolution dans l'ensemble des pays du modèle. Les résultats présentés ici concernent

le gaz naturel, le solaire et l'éolien. Pour les capacités du gaz naturel, on note une convergence assez rapide vers la valeur optimale, ce qui est moins le cas pour les capacités solaires et éoliennes.

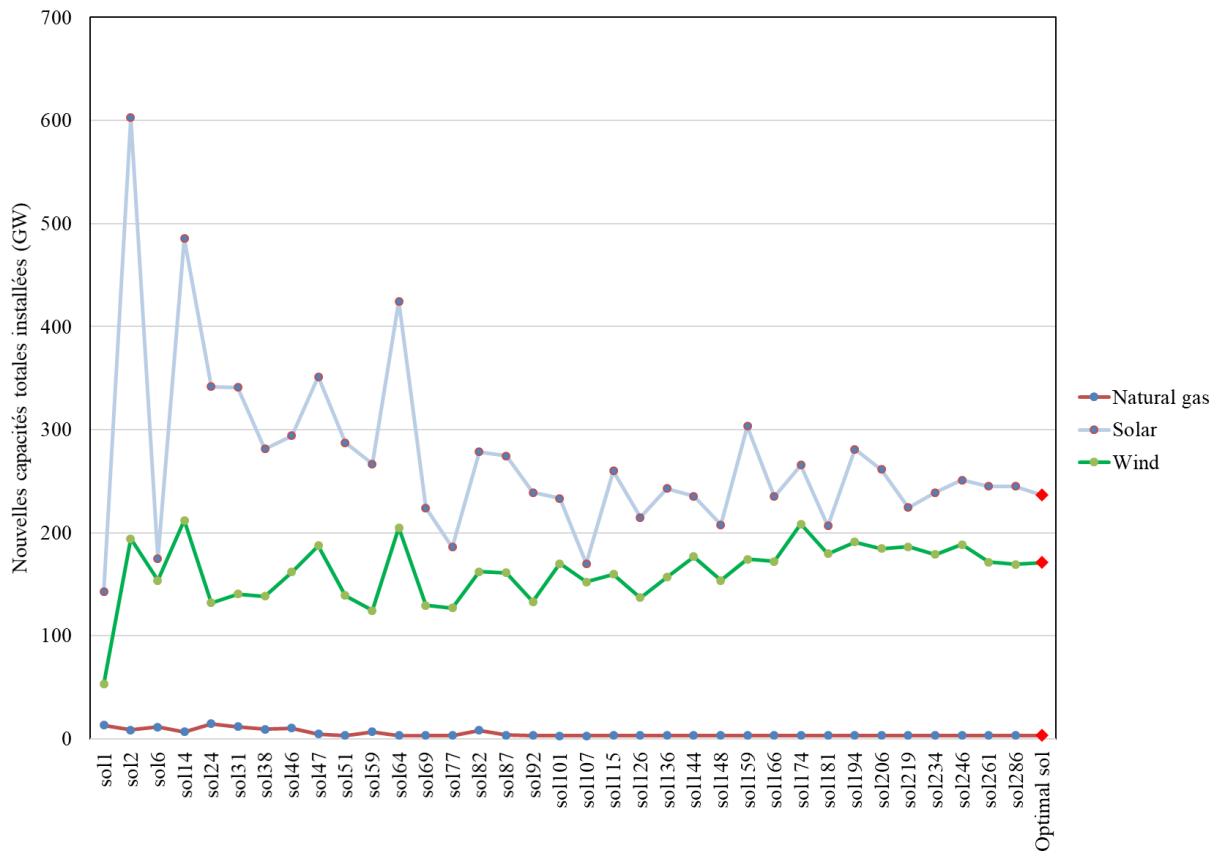


Figure 129- Evolution de la convergence des nouvelles capacités installées en 2050 à l'échelle des 29 pays

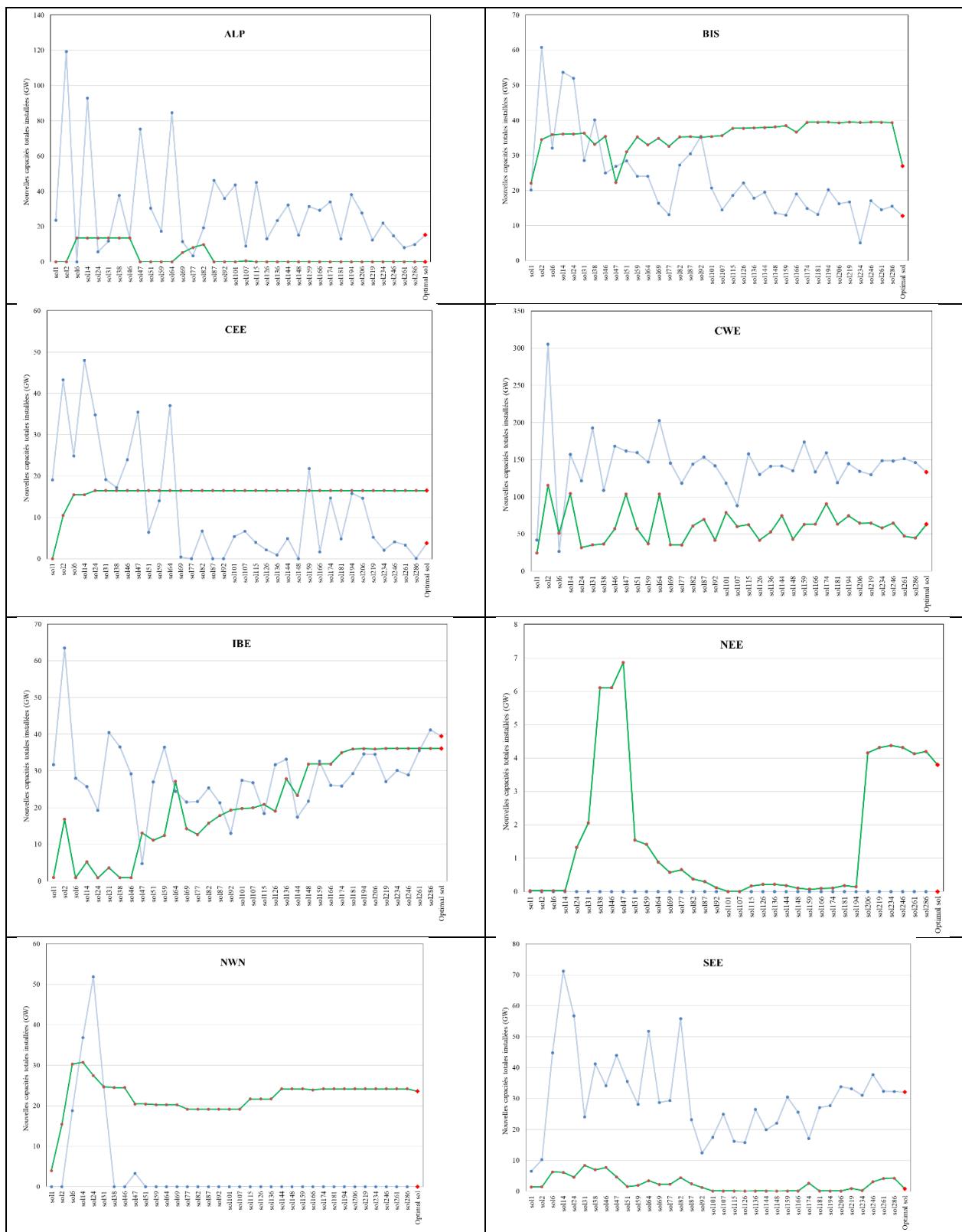


Figure 130- Evolution de la convergence des nouvelles capacités installées en 2050 par groupe de régions

A l'échelle des groupes de régions, la convergence pour les capacités éoliennes qui s'établit le plus lentement est celle de la zone NEE. La zone CEE est la première à se rapprocher de la valeur optimale et à la garder sur les itérations suivantes. On remarque dans la zone NWN une stabilisation rapide autour des valeurs optimales pour les capacités solaires et éoliennes. Cette zone exportatrice est dotée d'un faible potentiel solaire. Le potentiel éolien exploitable y est également réduit comparé à celui de la zone CWE. Il y existe également peu de place pour le développement de la ressource hydroélectrique qui fournit la majeure partie de la production de la zone. Tous ces éléments tendent à expliquer la relative rapidité de la convergence des nouvelles capacités solaires et éoliennes.

4. Convergence et émissions de CO₂

Le deuxième lot de contraintes dualisées concerne les émissions totales de CO₂. La cible de neutralité en 2050 est par défaut définie pour dans chaque pays. La valeur des émissions reste donc constante pour cette année-là. La figure ci-dessous reprend les valeurs des émissions totales de CO₂ en Gt en 2030 et en 2040 pour les différentes itérations ainsi que la valeur cible à l'optimum. A la dernière itération relevée, seuls les volumes de 2020 semblaient avoir atteint la valeur cible.



Figure 131- Evolution de la convergence des émissions de CO₂ en 2030 et 2040 par groupe de régions

Ici encore, la zone NWN semble moins s'éloigner de l'objectif que les autres zones. Peu émettrice de CO₂ dans l'année de base, la zone a relativement peu d'efforts à fournir pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Pour les zones CEE et CWE par contre, la part optimale dans le burden sharing s'établit lentement au fil des itérations. On pourrait attribuer la lenteur de cette convergence à la difficulté du problème à choisir une solution dans la pluralité qu'offrent ces zones pour un niveau d'émission donné.

Conclusion du chapitre 6

Le travail mathématique effectué dans cette partie de la thèse traite de la résolution du problème global généré exploite le relatif faible couplage inter-régional du modèle. Basée sur la technique de relaxation lagrangienne, cette approche permet une décomposition spatiale du problème et traite de sa résolution par un algorithme de faisceaux [246]. La méthode est utilisée pour les interconnexions et la contrainte couplante sur la somme totale des émissions de tous les pays du modèle. Elle formule un problème linéaire de taille moins importante propre à chaque pays et fournit d'une itération à une autre des approximations de la solution optimale à l'échelle d'État.

Ce travail a permis de générer à une fréquence prédefinie, des solutions itératives non nécessairement optimales au problème global mais cohérentes à l'échelle des pays. Différentes perspectives sont envisageables pour la méthode utilisée et les premiers résultats obtenus ici. On peut évoquer à ce titre la reconstruction de solutions primales réalisables (non-optimales) à partir des solutions intermédiaires (non-réalisables) des sous-problèmes lagrangiens. Pour ce faire, la méthode envisagée consiste à fixer dans le modèle global (\mathcal{P}) les variables de capacités à leurs valeurs dans la solution lagrangienne, et à procéder à une résolution afin d'obtenir une solution réalisable pour l'activité du système. À noter que cette heuristique ne nécessite pas de charger intégralement le modèle car, une fois les variables de capacité fixées, il se décompose en autant de modèles indépendants qu'il y a d'années. D'autres heuristiques sont possibles, consistant, par exemple, à réparer progressivement les contraintes couplantes violées. Il est également possible d'envisager une génération encore plus rapide de solutions grâce à la parallélisation. Dans la résolution actuelle, les solutions sont fournies de manière séquentielle pour les différents pays : un seul problème linéaire est traité à la fois. En générant des problèmes de taille réduite, il est possible d'assigner la résolution de chacun d'entre eux à un processeur. Cette caractéristique de la taille des sous problèmes créés est autrement plus importante lorsque la taille du problème global augmente. Lorsqu'on imagine, par exemple, passer de l'échelle des 29 pays actuellement considérées aux 263 régions du NUTS2, on anticipe des problèmes dans la gestion de la mémoire pouvant aller jusqu'à l'impossibilité de charger le problème linéaire global. Les sous-problèmes créés constituent un moyen de pallier cette difficulté numérique. Dans l'optique d'une résolution plus rapide du problème global, la relaxation lagrangienne peut constituer une heuristique fournissant un point de départ de la recherche de la solution.

Conclusion générale



I- Motivations et objectif

La décarbonisation du mix énergétique est un objectif aujourd’hui clairement affirmé par l’Union Européenne. Face à l’urgence de l’action pouvant permettre d’éviter des conséquences irréversibles pour la planète, différents objectifs ambitieux à moyen et à long terme servent à fixer un cap. D’ici 2030, 40% des émissions de GES devront être réduites par rapport aux niveaux de 1990. A l’horizon 2050, le système vise la neutralité des émissions. Tous les secteurs doivent engager des mutations profondes pour y parvenir. Pour le secteur électrique, il s’agira au terme des 30 prochaines années, de trouver le moyen de satisfaire la demande électrique sans émettre le million de tonnes de CO₂ qui caractérise son opération aujourd’hui. Cet objectif formulé donne lieu à des questionnements d’ordre économique : quel sera le coût total de cette transformation ? d’ordre infrastructurel : quel rythme de déploiement et de fermeture adopter pour les différentes technologies ? d’ordre opérationnel : quels seront les niveaux de production ? Ces questions sont formulées tant à l’échelle du système global interconnecté qu’à l’échelle de chaque pays.

II- Résumé du travail

Nous avons, dans le cadre de cette thèse, construit un modèle du système électrique européen qui, dans un paradigme d’optimisation, nous a permis d’aborder ces questions sous différents angles. Le premier chapitre du manuscrit rappelle l’évolution du mix de production électrique aux échelles mondiale et européenne et les risques que les émissions de CO₂ liées à son fonctionnement actuel font peser sur l’écosystème terrestre. La sauvegarde de la planète engager à maintenir l’augmentation de la température moyenne en dessous de 2°C par rapport aux niveaux préindustriels. Cet engagement n’est pas sans provoquer des bouleversements dans le marché électrique européen, construit initialement sur un modèle qui rémunère l’énergie produite. L’intégration des capacités renouvelables intermittentes pour satisfaire une part croissante de la demande réduit la rémunération de centrales trop peu souvent

appelées. Pour comprendre en quoi cette situation peut constituer un risque pour l'ensemble du système, il est important de décrire l'architecture du système et les règles d'un fonctionnement adéquat.

Le deuxième chapitre commence en rappelant ces deux éléments avant d'introduire les différents horizons et la portée des études caractérisant le fonctionnement du système électrique. L'évaluation du long terme en particulier pour les systèmes énergétiques voit s'opposer deux approches : l'approche *bottom-up* exploitant une description technologique détaillée du système énergétique et l'approche *top-down* se concentrant sur les interactions entre le système et le reste de l'économie à travers des variables macroéconomiques. Dans notre cas, l'évolution du mix que nous cherchons à dépeindre, faite de substitutions technologiques, d'expansion de l'infrastructure de production et de décisions d'investissement optimales résulte du nouveau modèle eTIMES-EU, un modèle *bottom-up* d'optimisation de type MARKAL TIMES. Sa couverture géographique s'étend aux 27 pays de l'Union Européenne à l'exception de Malte et Chypre en plus de la Suisse, de la Norvège, de l'Islande et du Royaume-Uni, soit au total 29 pays. Caractériser le système électrique dans chaque pays aura requis la confrontation d'au moins sept sources de données à l'échelle européenne ou mondiale. Ce travail d'investigation nous a fourni des données pour la modélisation technico-économique de plus d'une centaine de technologies et des flux d'environ 250 commodités dans chaque pays. Les décisions d'investissement et l'opération du système sont déterminées en 2017 et par pas de 5 ans entre 2020 et 2050. Dans chaque année considérée, l'opération du système est décrite sur un total de 64 pas de temps.

Dans le troisième chapitre, nous appliquons notre modèle à répondre aux questions formulées plus haut pour différents scénarios définis à partir d'hypothèses sur le prix des ressources, le taux d'actualisation et le rythme de déploiement des nouvelles capacités. La première analyse menée dans ce chapitre concerne l'apport de la représentation temporelle choisie dans notre modèle. Face à la forte variabilité de la production intermittente, l'agrégation de l'opération annuelle sur un nombre limité de pas de temps pourrait entraîner un biais dans la description de la disponibilité de la ressource. Pour évaluer l'impact de cette agrégation sur les choix optimaux de long terme, nous avons comparé dans un scénario de référence autour d'hypothèses centrales sur les paramètres définis plus haut, les résultats de deux décompositions temporelles : celle par défaut du modèle eTIMES-EU de 64 pas de temps et sa représentation équivalente en considérant uniquement 12 pas de temps annuels. Nous avons relevé dans la comparaison des résultats de l'évolution du système dans ces deux cas, le besoin réduit de flexibilité de la production dans le modèle construit autour de 12 pas de temps. Ce résultat confirme les conclusions d'autres études dans la littérature [247], [248] et ouvre une discussion sur la

représentation de la dynamique temporelle dans les modèles de long terme que nous ne traitons pas ici. Une description des différentes approches est proposée par S. Collins et al. [230]. Dans le scénario de référence pour le modèle construit sur 64 pas de temps, le solaire et l'éolien représentent 55% de la production en 2050. Cette intégration est notamment favorisée par un déploiement des options de stockage qui représentent 65 GW de capacité installée en 2050 à l'échelle européenne. Des analyses de sensibilité autour du prix des ressources fossiles, du taux d'actualisation, du coût des centrales nucléaires et du rythme de déploiement des capacités exposent des voies alternatives de développement du système.

Dans le quatrième chapitre, nous avons abordé une discussion autour de l'objectif de neutralité du mix en 2050. Dans cette partie, nous avons mis en lumière dans une comparaison par rapport au scénario de référence, l'évolution du burden-share et l'effort d'investissement annuel supplémentaire. Nous discutons également la transformation du mix conduisant à un phase-out anticipé du charbon en Roumanie et en Croatie. Si les technologies de capture et stockage du carbone font leur apparition en fin d'horizon dans ces premiers résultats, il existe encore des incertitudes sur leur mise en œuvre effective. D'autre part, une forte augmentation des volumes d'électricité échangés assortie du changement de statut d'exportateur à importateur pour des pays comme l'Allemagne caractérisent la neutralité en 2050. Deux variantes du scénario de neutralité, portant l'un sur la possible non-disponibilité de technologies CSC jusqu'en 2050 et l'autre sur une conservation du ratio import sur demande actuel dans tous les pays jusqu'à la fin de l'horizon, examinent la production d'électricité et l'évolution des échanges. La transition vers la neutralité envisagée ici a été définie par un volume contraint des émissions de CO₂ du système entier sur chaque année de l'horizon. Dans une approche alternative, nous laissons une plus forte latitude à l'évolution annuelle des émissions en ne définissant plus qu'une limite sur le volume cumulé émis sur la période 2020-2050. Cette approche de budget-carbone, appliquée pour quatre niveaux (16 GtCO₂ / 12,8 GtCO₂ / 9,6 GtCO₂ / 6,4 GtCO₂) entraîne dans le cas le plus contraint une presque neutralité dès 2040 et d'importants efforts de réduction dès les premières années. Pour le décideur politique, ces différents scénarios fournissent une grille de lecture de l'effort requis pour différentes cibles de décarbonisation du mix.

Les différentes transformations du système ci-dessus sont discutées dans le cas du climat moyen constant : aucune variation de la disponibilité du solaire, de l'éolien ou de la ressource hydraulique n'est considérée entre 2020 et 2050. Le changement des conditions climatiques induit par l'action anthropogénique pourrait cependant résulter dans une modification de la distribution spatiale et temporelle de cette disponibilité.

Le chapitre 5 présente, en considérant 22 projections climatiques RCP 4.5 et RCP 8.5 de long terme, une approche intégrée permettant la construction de nouveaux indicateurs pour le système électrique. Cette approche considère une suite de méthodes statistiques et physiques qui permet de convertir les données météorologiques à l'échelle horaire/journalière en facteurs de capacité pour le solaire, l'éolien et l'hydraulique et d'estimer la modification subie par le profil de la demande d'électricité et de chaleur. Ces nouveaux paramètres ont été définis sur les années d'intérêt de la période 2030-2050. En déterminant les chemins optimaux vers la neutralité associés à ces projections climatiques, nous avons montré la variabilité qui caractérisait la part des renouvelables, les volumes échangés et l'intensité en CO₂ à différentes échelles géographiques. Ces résultats prouvent l'impact non-négligeable que la variable climatique, associée à d'autres incertitudes de la planification aujourd'hui, pourrait avoir sur l'atteinte des objectifs de long-terme. Pour les projections climatiques en elles-mêmes, la diversité des résultats auxquels elles conduisent mérite qu'une caractérisation de la performance sur les variables climatiques projetées soit donnée en prélude à leur utilisation.

Enfin, le chapitre 6 présente un travail essentiellement mathématique où nous proposons une méthode d'optimisation alternative pour les modèles multi-régions tels que eTIMES-EU, par une approche de relaxation lagrangienne exploitant la décomposition spatiale naturelle du modèle. Dans nos résultats préliminaires sur le modèle à 64 pas de temps, la méthode ne s'avère pas compétitive avec la résolution directe du modèle global par un solveur aussi puissant que Cplex. Cependant, elle offre le potentiel d'une alternative viable si, en choisissant une discrétisation temporelle plus fine, la taille du modèle global venait à excéder les capacités du solveur et des machines de calcul. Par ailleurs, en procédant par calcul de solutions locales intermédiaires, la méthode met en évidence le peu d'alternatives d'évolution dans certaines régions.

III- Evaluation méthodologique et perspectives

Les trajectoires obtenues ici ne sauraient constituer des chemins uniques vers la neutralité carbone du système électrique européen. Elles montrent, dans la pluralité des choix possibles, les choix optimaux pour y parvenir étant donné un corpus d'hypothèses techniques et économiques. Elles confirment des points forts d'études existantes dans la littérature et apportent des développements à des échelles géographiques parfois inexplorées. Dans tous les scénarios de décarbonisation, les résultats obtenus prouvent à l'instar des études de G. Plessman et al.[65] et de Markus Haller et al. [199] que les énergies renouvelables intermittentes ont un rôle essentiel dans la réduction des émissions et la satisfaction de la demande. Ainsi que l'ont identifié C. Gerbaulet et al. [201], une

approche utilisant un budget carbone conduit pour certains niveaux de contrainte à des actions plus rapides de décarbonisation du mix.

Il convient de noter que le travail de modélisation entrepris, aussi détaillé soit-il, reste imparfait. Le système électrique est caractérisé, comme décrit dans le chapitre 2, par une forte diversité - dans ses échelles temporelle et spatiale- qu'il nous paraît impossible de capturer dans une seule étude. Il faut alors faire des choix. La modélisation adoptée ici considère des types de technologie et une description à l'échelle nationale. Elle néglige de fait la distribution géographique des moyens de production et du potentiel, les interactions entre les régions d'un même pays et la caractérisation du fonctionnement de chacun des moyens de production. Nous avons également adopté ici une représentation simplifiée de la chaîne hydrogène, largement mise en avant aujourd'hui comme une option de décarbonisation. En restant focalisé sur le système électrique, sa production (grâce à l'électricité en surplus) offre peu de débouchés et d'options de valorisation pour le cadre spécifique de notre modèle. La chaîne Power-to-Gas-to-Power présente un rendement faible qui dans la logique de minimisation des coûts considérée ici la rendent très peu attractive. Cette représentation pourra néanmoins être étendue grâce aux best-practices de la modélisation de la filière [249]. En outre, le fort développement des énergies intermittentes nécessitera sûrement des extensions du réseau de distribution, des équipements supplémentaires de sécurité et se traduira par des nouveaux prix de l'électricité non évalués ici. Il existe une forte dimension sociale, liée à l'acceptabilité nationale des projets d'énergie renouvelable et aux conséquences de la fermeture des certaines centrales que nous ne considérons pas dans cette étude. Ces éléments sont de nature à modifier les décisions des agents. Finalement, il faut, dans les projections climatiques et le calcul des facteurs de capacités, rappeler la cascade des incertitudes propagées résultant de la limitation des connaissances, des moyens techniques actuels ou des choix de modélisation réalisés [147], [250], [251]. Ces incertitudes ne doivent néanmoins pas constituer un frein à l'évaluation de l'adaptation climatique nécessaire et à l'action de transformation profonde vers une économie décarbonnée.

Les résultats fournis par ce travail offrent différentes perspectives. Ils peuvent constituer la première étape d'une exploration plus fine à l'échelle européenne et même à l'échelle des pays. Dans une approche de soft-linking avec un modèle de Unit-Commitment, on pourra évaluer dans quelle mesure les capacités installées sur l'horizon pourront assurer la demande électrique exprimée. Ces résultats peuvent également faire l'objet en post-traitement d'une analyse de cycle de vie pour évaluer l'impact des déploiements considérés sur les ressources utilisées. Cette approche, utilisée par A. Boubault et al. [252] est complémentaire de l'évaluation intégrée proposée par E. Hache et al. [253].

La méthode mathématique de découplage des pays appliquée ici peut suggérer des utilisations à d'autres échelles géographiques. Les solutions intermédiaires obtenues sont porteuses d'informations sur un équilibre régional/local, à partir desquels il est possible de définir d'autres indicateurs d'intérêt. Sur un plan organisationnel enfin, ce travail a donné lieu à la collecte d'une masse importante de données et au développement de scripts sous Python qui pourraient faire l'objet d'une documentation et de la création d'une base interne au centre de recherche afin d'éviter une reprise à zéro dans le cadre de travaux futurs.

ANNEXES

I- Hypothèses de modélisation

1. La modélisation du nucléaire

Les valeurs de capacité et du facteur de capacité sont définies à partir des données d'Eurostat. Les Tableau et Tableau ci-dessous décrivent les valeurs du facteur de capacité annuel des centrales existantes et futures par pays.

Tableau 69- Facteurs de capacité annuels des centrales existantes utilisant l'énergie nucléaire pour les différents pays du modèle

Pays	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
BE	0,84	0,81	0,74
BG	0,92	0,90	0,91
CH	0,69	0,67	0,73
CZ	0,64	0,75	0,73
DE	0,89	0,81	0,83
ES	0,90	0,93	0,91
FI	0,96	0,92	0,94
FR	0,73	0,72	0,73
HU	0,92	0,92	0,91
NL	0,93	0,80	0,85
RO	0,91	0,93	0,92
SE	0,74	0,83	0,82
SI	0,95	0,95	0,98
SK	0,87	0,89	0,88
UK	0,86	0,86	0,84

Tableau 70- Facteurs de capacité annuels des centrales futures utilisant l'énergie nucléaire pour les différents pays du modèle

Pays	CF 2017_2050
BE	0,84
BG	0,92
CH	0,69
CZ	0,64
ES	0,91
FI	0,96
FR	0,73
HU	0,92
NL	0,93
RO	0,92
SE	0,74
SI	0,95
SK	0,87
UK	0,86

Cette production est par ailleurs contrainte par un facteur de capacité défini sur chaque saison.

Tableau 71- Facteur de capacité par saison

Pays	DJF	MAM	JJA	SON
BE	0,91	0,84	0,82	0,64
BG	0,99	0,86	0,99	0,83
CH	0,76	0,85	0,58	0,49
CZ	0,67	0,78	0,54	0,43
DE	0,90	0,74	0,80	0,92
ES	0,80	0,86	0,92	0,85
FI	0,99	0,89	0,87	0,91
FR	0,83	0,70	0,60	0,62
HU	0,88	0,92	0,81	0,83
NL	0,94	0,94	0,90	0,94

Pays	DJF	MAM	JJA	SON
RO	0,98	0,85	0,83	0,97
SE	0,84	0,74	0,55	0,71
SI	0,96	0,96	0,96	0,64
SK	0,97	0,76	0,83	0,91
UK	0,87	0,79	0,88	0,90

Le Tableau 72 décrit la part maximale de la capacité existante prolongeable dans chaque pays du modèle.

Tableau 72- Prolongement maximal de la capacité nucléaire existante (GW) par période et par pays du modèle

Années /	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
AT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BG	0,0	0,0	0,0	1,0	2,0	0,0	0,0	0,0
CH	0,5	1,6	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
CZ	0,3	0,8	0,2	1,1	0,1	1,9	0,0	0,0
DE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
DK	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
EE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ES	0,0	0,0	4,1	3,3	0,0	0,0	0,0	0,0
FI	0,4	1,0	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
FR	2,0	7,5	26,2	17,0	5,5	6,3	0,0	0,0
GR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HR	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
HU	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IE	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IS	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
IT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LU	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
LV	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NL	0,1	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
NO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PL	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
PT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RO	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0
SE	1,1	3,4	5,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SI	0,0	0,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
SK	0,0	0,2	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
UK	0,7	2,1	2,8	2,9	1,1	0,0	0,0	0,0

2. La modélisation du charbon

Le développement de nouvelles centrales charbon est contraint sur différentes périodes en fonction des pays. Dans la majorité de celles ayant annoncé une volonté d'arrêter leur production, aucune construction de centrale n'est autorisée. Le facteur de capacité maximal des nouvelles centrales charbon et lignite est de 0,8.

Tableau 73- Contraintes de déploiement (GW) des nouvelles centrales charbon

Pays	2017	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
AT	0	0	0	0	0	0	0	0
BE	0	0	0	0	0	0	0	0
BG	0	0	0	0	0	0	0	0
CH	0	0	0	0	0	0	0	0
CZ	0	0,7	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.
DE	0	1,1	0	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.
DK	0	0	0	0	0	0	0	0
EE	0	0	0	0	0	0	0	0
ES	0	0	0	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.
FI	0	0	0	0	0	0	0	0
FR	0	0	0	0	0	0	0	0
GR	0	0	0	0	0	0	0	0
HR	0	0	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.
HU	0	0	0	0	0	0	0	0
IE	0	0	0	0	0	0	0	0
IS	0	0	0	0	0	0	0	0
IT	0	0	0	0	0	0	0	0
LT	0	0	0	0	0	0	0	0
LU	0	0	0	0	0	0	0	0
LV	0	0	0	0	0	0	0	0
NL	0	0	0	0	0	0	0	0
NO	0	0	0	0	0	0	0	0
PL	0	3,1	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.
PT	0	0	0	0	0	0	0	0
RO	0	0	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.
SE	0	0	0	0	0	0	0	0
SI	0	0	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.	a.c.
SK	0	0	0	0	0	0	0	0
UK	0	0	0	0	0	0	0	0

a.c. : aucune contrainte spécifiée

Tableau 74- Facteurs de capacité de production annuels des centrales existantes utilisant du charbon autre que du lignite pour les différents pays du modèle

Pays	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
AT	0,39	0,34	0,36
BE	0,07	0,00	0,00
BG	0,10	0,08	0,09
CZ	0,46	0,36	0,41
DE	0,47	0,39	0,43
DK	0,36	0,25	0,31
ES	0,44	0,55	0,50
FI	0,38	0,32	0,35
FR	0,36	0,45	0,41
HR	0,88	0,47	0,67
HU	0,00	0,09	0,05
IE	0,59	0,45	0,52
IT	0,43	0,43	0,43
NL	0,81	0,56	0,69
IS	0,00	0,00	0,00
PL	0,51	0,48	0,49
PT	0,75	0,85	0,80
RO	0,01	0,02	0,01
SE	0,21	0,26	0,24
SK	0,36	0,43	0,40
UK	0,23	0,17	0,20

Tableau 75- Facteurs de capacité de production annuels des centrales existantes utilisant du lignite pour les différents pays du modèle

Pays	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
BG	0,47	0,51	0,49
CZ	0,58	0,54	0,56
DE	0,76	0,75	0,75
GR	0,49	0,49	0,49
HU	0,70	0,61	0,66
PL	0,62	0,64	0,63
RO	0,48	0,51	0,49
SI	0,39	0,37	0,38
SK	0,56	0,55	0,56

3. La modélisation du gaz naturel

Le facteur de capacité des centrales de cogénération provient des données globales d'Eurostat sur la cogénération de 2005 à 2017 [177]. Les données de la Suisse non présentes dans cette table de données ont été extraites du tableau 36 des statistiques globales de l'énergie en 2018 [254].

Tableau 76- Facteurs de capacité de production annuels des centrales de cogénération existantes pour les différents pays du modèle

Region	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
AT	0,35	0,45	0,45
BE	0,66	0,66	0,66
BG	0,14	0,13	0,14
CH	0,41	0,04	0,04
CZ	0,05	0,04	0,05
DE	0,32	0,34	0,34
DK	0,05	0,04	0,05
EE	0,07	0,06	0,07
ES	0,19	0,23	0,23
FI	0,10	0,09	0,10
FR	0,60	0,70	0,70
GR	0,38	0,44	0,44
HR	0,14	0,27	0,27
HU	0,17	0,19	0,19
IE	0,42	0,43	0,43
IS	0,20	0,20	0,20
IT	0,51	0,56	0,56
LT	0,27	0,16	0,27
LU	0,21	0,18	0,21
LV	0,16	0,11	0,16

Region	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
NL	0,25	0,27	0,27
NO	0,24	0,24	0,24
PL	0,10	0,11	0,11
PT	0,33	0,49	0,49
RO	0,36	0,39	0,39
SE	0,05	0,02	0,05
SI	0,07	0,08	0,08
SK	0,09	0,10	0,10
UK	0,52	0,50	0,52

Tableau 77- Facteurs de capacité de production annuels des nouvelles centrales de cogénération pour les différents pays du modèle

Pays	CF 2017_2050
AT	0,45
BE	0,66
BG	0,14
CH	0,04
CZ	0,05
DE	0,34
DK	0,05
EE	0,07
ES	0,23
FI	0,10
FR	0,70
GR	0,44
HR	0,27
HU	0,19
IE	0,43
IS	0,20
IT	0,56
LT	0,27
LU	0,21
LV	0,16
NL	0,27
NO	0,24
PL	0,11
PT	0,49

Pays	CF 2017_2050
RO	0,39
SE	0,05
SI	0,08
SK	0,10
UK	0,52

Tableau 78- Facteurs de capacité de production annuels des centrales cycle combiné existantes pour les différents pays du modèle

Pays	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
AT	0,35	0,45	0,45
BE	0,66	0,66	0,66
BG	0,14	0,13	0,14
CH	0,41	0,04	0,04
CZ	0,05	0,04	0,05
DE	0,32	0,34	0,34
DK	0,05	0,04	0,05
EE	0,07	0,06	0,07
ES	0,19	0,23	0,23
FI	0,10	0,09	0,10
FR	0,60	0,70	0,70
GR	0,38	0,44	0,44
HR	0,14	0,27	0,27
HU	0,17	0,19	0,19
IE	0,42	0,43	0,43
IS	0,20	0,20	0,20
IT	0,51	0,56	0,56
LT	0,27	0,16	0,27
LU	0,21	0,18	0,21
LV	0,16	0,11	0,16
NL	0,25	0,27	0,27
NO	0,24	0,24	0,24
PL	0,10	0,11	0,11

Pays	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
PT	0,33	0,49	0,49
RO	0,36	0,39	0,39
SE	0,05	0,02	0,05
SI	0,07	0,08	0,08
SK	0,09	0,10	0,10
UK	0,52	0,50	0,52

4. La modélisation du solaire

Les facteurs de capacité solaire annuels futurs définis dans eTIMES-EU correspondent à la moyenne des valeurs d'EMHIRES (1986-2015). Les valeurs considérées dans le modèle sont données dans le Tableau 79 ci-dessous :

Tableau 79- Facteurs de capacité de production solaire annuels pour les panneaux existants et futurs pour les différents pays du modèle

Pays	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
AT	0,15	0,13	0,13
BE	0,11	0,10	0,11
BG	0,15	0,14	0,14
CH	0,14	0,14	0,13
CZ	0,12	0,12	0,12
DE	0,10	0,10	0,10
DK	0,10	0,10	0,11
EE	0,10	0,10	0,09
ES	0,20	0,21	0,17
FI	0,06	0,06	0,07
FR	0,13	0,13	0,13
GR	0,16	0,17	0,17
HR	0,14	0,14	0,13
HU	0,14	0,14	0,14
IE	0,09	0,09	0,09
IS	0,00	0,00	0,00
IT	0,11	0,12	0,14
LT	0,09	0,09	0,09
LU	0,10	0,09	0,11
LV	0,10	0,10	0,09
NL	0,08	0,08	0,11
NO	0,10	0,10	0,05
PL	0,11	0,11	0,10

Pays	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
PT	0,20	0,20	0,21
RO	0,11	0,12	0,14
SE	0,10	0,10	0,08
SI	0,13	0,12	0,12
SK	0,13	0,13	0,11
UK	0,09	0,09	0,09

5. La modélisation de l'éolien

Les facteurs de capacité annuels pour la production éolienne terrestre calibrés pour 2016 et 2017 ainsi que la période de 2020 à 2050 dans le modèle sont présentés dans le Tableau 80 ci-dessous :

Tableau 80- Facteurs de capacité de production éolienne terrestre annuels pour les différents pays du modèle

Pays	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
AT	0,243	0,281	0,255
BE	0,161	0,156	0,218
BG	0,219	0,232	0,204
CH	0,130	0,151	0,192
CZ	0,199	0,209	0,229
DE	0,162	0,196	0,196
DK	0,210	0,252	0,215
EE	0,161	0,234	0,247
ES	0,235	0,234	0,265
FI	0,227	0,246	0,213
FR	0,189	0,193	0,228
GR	0,204	0,231	0,230
HR	0,117	0,117	0,208
HU	0,219	0,245	0,210
IE	0,252	0,267	0,284
IS	0,329	0,329	0,325
IT	0,207	0,205	0,185
LT	0,238	0,257	0,237
LU	0,074	0,184	0,147
LV	0,186	0,195	0,189
NL	0,202	0,228	0,242
NO	0,277	0,280	0,260

Pays	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
PL	0,232	0,291	0,243
PT	0,275	0,269	0,256
RO	0,246	0,280	0,222
SE	0,295	0,295	0,271
SI	0,160	0,182	0,135
SK	0,121	0,121	0,183
UK	0,224	0,236	0,268

Pour l'éolien en mer, la base de données EMHIRES fournit des données pour la Belgique (BE), l'Allemagne (DE), le Danemark (DK), les Pays-Bas (NL) et le Royaume-Uni (UK). Les données pour les autres pays présentés dans le Tableau 81 ont été obtenues à partir de la méthode paramétrique de génération des courbes de puissance des éoliennes prenant en compte les conditions environnementales développées dans [255].

Tableau 81- Facteurs de capacité de production annuels de l'éolien en mer pour les différents pays du modèle

Pays	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
BE	0,371	0,363	0,380
DE	0,325	0,370	0,325
DK	0,409	0,459	0,405
EE	0,000	0,000	0,314
ES	0,000	0,000	0,256
FI	0,000	0,000	0,226
FR	0,000	0,000	0,328
GR	0,000	0,000	0,234
HR	0,000	0,000	0,192
IE	0,000	0,000	0,364
LT	0,000	0,000	0,345
LV	0,000	0,000	0,325
NL	0,400	0,432	0,362
NO	0,000	0,000	0,278
PL	0,000	0,000	0,344
PT	0,000	0,000	0,146
RO	0,000	0,000	0,284
SE	0,000	0,000	0,342
UK	0,284	0,309	0,311

6. La modélisation de l'hydraulique

En l'absence de données sur une plus longue période, le long-terme est défini ici par une moyenne des facteurs de capacité sur la période 2016-2018. Le Tableau 82 ci-dessous reprend les valeurs des facteurs de capacité pour le fil de l'eau dans le modèle eTIMES-EU :

Tableau 82- Facteurs de capacité de production annuels des centrales au fil de l'eau présentes et futures pour les différents pays du modèle

Pays	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
AT	0,58	0,55	0,55
BE	0,08	0,04	0,06
BG	0,39	0,27	0,35
CH	0,35	0,41	0,36
CZ	0,22	0,28	0,25
DE	0,49	0,43	0,45
DK	0,04	0,04	0,05
EE	0,37	0,35	0,37
ES	0,53	0,40	0,51
FI	0,53	0,51	0,50
FR	0,46	0,39	0,43
GR	0,17	0,16	0,16
HR	0,13	0,13	0,13
HU	0,39	0,34	0,36
IE	0,34	0,34	0,34
IS	0,46	0,46	0,46
IT	0,34	0,30	0,34
LT	0,30	0,44	0,38
LU	0,76	0,76	0,76
LV	0,18	0,31	0,22
NL	0,15	0,15	0,15
NO	0,66	0,67	0,63
PL	0,45	0,55	0,46
PT	0,36	0,14	0,26
RO	0,48	0,40	0,45
SE	0,00	0,00	0,00
SI	0,47	0,41	0,46
SK	0,38	0,36	0,34
UK	0,21	0,25	0,22

. Les facteurs de capacité des centrales équipées de réservoir dans le modèle eTIMES-EU sont présentés dans le Tableau 83 ci-dessous.

Tableau 83- Facteurs de capacité de production annuels des centrales équipées de réservoir présentes et futures pour les différents pays du modèle

Pays	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
AT	0,16	0,16	0,18
BE	0,00	0,00	0,00
BG	0,25	0,14	0,18
CH	0,17	0,19	0,19
CZ	0,20	0,12	0,15
DE	0,06	0,05	0,07
DK	0,00	0,00	0,00
EE	0,00	0,00	0,00
ES	0,17	0,08	0,12
FI	0,00	0,00	0,00
FR	0,19	0,16	0,19
GR	0,00	0,00	0,00
HU	0,49	0,42	0,43
IE	0,00	0,00	0,00
IS	0,78	0,81	0,80
IT	0,16	0,14	0,18
LT	0,00	0,00	0,00
LU	0,00	0,00	0,00
LV	0,00	0,00	0,00
NL	0,00	0,00	0,00
NO	0,54	0,53	0,51
PL	0,09	0,10	0,09
PT	0,27	0,10	0,18
RO	0,17	0,12	0,16
SE	0,42	0,44	0,43
SI	0,00	0,00	0,00
SK	0,03	0,03	0,05
UK	0,00	0,00	0,00

7. La modélisation de la géothermie

A l'exception de l'Islande, les facteurs de capacité présentés dans le Tableau 84 ci-dessous sont calculés à partir des données Eurostat. Pour l'Islande, les données sont issues des rapports de l'autorité nationale de l'énergie [148].

Tableau 84- Facteurs de capacité de production annuels des centrales géothermiques pour les différents pays du modèle

Pays	CF_2016	CF_2017	CF_2018 ⁶²	CF_2020_2050
DE	0,62	0,57	0,57	0,59
FR	0,74	0,93	0,93	0,87
HU	0,00	0,00	0,38	0,38
IS	0,87	0,78	0,91	0,86
IT	0,94	0,92	0,91	0,92
PT	0,78	0,86	0,90	0,85

8. La modélisation de la bioénergie

La biomasse solide représente un peu plus de la moitié de la production totale d'électricité des ressources biomasse (51,1% en 2017 et 50,66% en 2016) [153], [256] . Cette ressource est majoritairement utilisée au Royaume-Uni, en Allemagne, en Finlande et en Suède. Les données du facteur de capacité pour tous les pays en 2016 et 2017 proviennent des statistiques d'Eurostat en dehors de celles de la Suisse (CH) qui proviennent de l'IRENA. Pour la Pologne, la production totale selon les données Eurostat est de 6912,7 GWh et celle provenant des données de l'IRENA est de 2481 GWh pour les mêmes données de capacité installée. Dans le cas d'Eurostat, le facteur de capacité est de 1,08 et avec les données de l'IRENA, il est de 0,39. Nous conservons cette dernière valeur inférieure à 1 qui nous paraît plus cohérente. Pour l'Irlande (IE), les données d'Eurostat et de l'IRENA donnent un facteur de capacité égal à 8. Pour la Suisse (CH), aucune valeur de capacité n'est donnée par l'IRENA mais on note une production relevée de 248 GWh en

⁶² L'année 2018 a été rajoutée dans le tableau pour présenter la valeur du facteur de capacité de la Hongrie dont la production électrique a démarré cette année-là

2016 et 347 GWh en 2017. Face à ce manque de données, nous utilisons la plateforme du gouvernement suisse [257].

Tableau 85- Facteurs de capacité de production annuels des centrales utilisant la biomasse solide pour les différents pays du modèle

Pays	CF 2016	CF 2017	CF 2020 2050
AT	0,47	0,54	0,52
BE	0,70	0,78	0,74
BG	0,98	0,90	0,93
CH	0,07	0,11	0,09
CZ	0,63	0,63	0,63
DE	0,77	0,76	0,77
DK	0,39	0,36	0,36
EE	0,58	0,69	0,71
ES	0,68	0,74	0,71
FI	0,69	0,63	0,67
FR	0,64	0,63	0,60
GR	0,26	0,44	0,27
HR	0,85	0,59	0,66
HU	0,53	0,53	0,53
IE	8,28	7,99	7,73
IS	0,00	0,00	0,00
IT	0,69	0,71	0,68
LT	0,79	0,77	0,78
LU	0,73	0,40	0,62
LV	0,60	0,64	0,71
NL	0,98	0,90	0,88
NO	0,12	0,10	0,10
PL	0,39	0,41	0,54
PT	0,59	0,62	0,59
RO	0,50	0,44	0,43
SE	0,30	0,32	0,30
SI	0,52	0,54	0,53
SK	0,86	0,83	0,84
UK	0,75	0,75	0,70

Le biogaz et les biocarburants liquides représentent ensemble 37% de la production bioélectrique. Les installations de biogaz en Allemagne (DE) produisent un peu plus de 53% de la production totale à l'échelle européenne (UE27+UK). Les données du biogaz pour la Suisse présentées dans le tableau ci-dessous proviennent de l'office fédéral de l'énergie suisse [258]. Les déchets municipaux renouvelables enfin fournissent 12% de la production bioélectrique totale.

Tableau 86- Facteurs de capacité de production annuels des centrales utilisant le biogaz et les biocarburants liquides pour les différents pays du modèle

Pays	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
AT	0,37	0,42	0,40
BE	0,50	0,49	0,50
BG	0,57	0,85	0,70
CH	0,69	0,64	0,66
CZ	0,80	0,81	0,81
DE	0,64	0,61	0,60
DK	0,54	0,62	0,58
EE	0,47	0,43	0,45
ES	0,46	0,48	0,46
FI	0,00	0,00	0,00
FR	0,56	0,55	0,57
GR	0,00	0,00	0,00
HR	0,74	0,79	0,78
HU	0,50	0,48	0,49
IE	0,42	0,41	0,40
IS	0,00	0,00	0,00
IT	0,63	0,62	0,62
LT	0,56	0,58	0,59
LU	0,68	0,67	0,69
LV	0,73	0,77	0,73
NL	0,51	0,48	0,48
NO	0,15	0,24	0,19
PL	0,52	0,55	0,55
PT	0,48	0,47	0,46
RO	0,46	0,35	0,39
SE	0,01	0,01	0,01

Pays	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
SI	0,55	0,54	0,53
SK	0,71	0,75	0,71
UK	0,41	0,38	0,39

Tableau 87- Facteurs de capacité de production annuels des centrales utilisant les déchets renouvelables pour les différents pays du modèle

Pays	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
AT	0,07	0,07	0,07
BE	0,44	0,45	0,44
BG	0,00	0,00	0,00
CH	0,02	0,02	0,02
CZ	0,20	0,24	0,22
DE	0,35	0,34	0,34
DK	0,30	0,28	0,28
EE	0,00	0,00	0,01
ES	0,36	0,36	0,36
FI	0,00	0,00	0,00
FR	0,29	0,29	0,29
GR	0,00	0,00	0,00
HR	0,00	0,00	0,00
HU	0,48	0,40	0,43
IE	0,40	0,22	0,37
IS	0,00	0,00	0,00
IT	0,34	0,33	0,33
LT	0,36	0,49	0,41
LU	0,28	0,31	0,30
LV	0,00	0,00	0,00
NL	0,35	0,33	0,33
NO	0,22	0,24	0,22
PL	0,03	0,16	0,10
PT	0,42	0,50	0,46
RO	0,00	0,00	0,00
SE	0,17	0,18	0,17
SI	0,00	0,00	0,00
SK	0,16	0,21	0,17
UK	0,30	0,35	0,33

9. La modélisation de l'énergie marine

Le Tableau 88 ci-dessous décrit les facteurs de capacité considérés dans les différents pays où la ressource est exploitabile :

Tableau 88- Facteurs de capacité de production annuels des centrales utilisant l'énergie marine pour les différents pays du modèle

Pays	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
ES	0,00	0,00	0,00
FR	0,26	0,27	0,26
PT	0,00	0,00	0,00
DK	0,00	0,00	0,00
NL	0,00	0,00	0,00
NO	0,00	0,00	0,00
UK	0,00	0,03	0,03

10. La modélisation du stockage

Les STEP opèrent également sur chaque timeslice. Elles sont caractérisées par une efficacité de 80%. Le temps de décharge⁶³ de ces dernières peut varier de quelques heures à des dizaines d'heures. Pour calibrer le facteur de capacité maximal au cours d'une journée et la production minimale annuelle, nous nous appuyons sur les données de l'ENTSO-E et de l'IRENA. Les données de l'ENTSO-E permettent de déterminer la production journalière maximale des STEP. Les capacités existantes sont constantes sur la période 2016-2050 dans le modèle eTIMES-EU et correspondent à celles de l'IHA. Ces données de capacité et de production sont utilisées pour le calcul des facteurs de capacité présentés dans le Tableau 89 ci-après. L'IRENA fournit une production annuelle agrégée sur un ensemble de centrales plus détaillé que celui de l'ENTSO-E.

⁶³ Durée pendant laquelle toute l'énergie stockée dans la STEP peut être injectée à puissance constante sur le réseau.

Tableau 89- Facteurs de capacité de production journaliers des STEP existantes pour les différents pays du modèle

Pays	CF_2016	CF_2017	CF_2020_2050
AT	0,32	0,31	0,33
BE	0,36	0,35	0,36
BG	0,56	0,48	0,56
CH	0,47	0,61	0,72
CZ	0,34	0,38	0,38
DE	0,42	0,45	0,47
DK	0,00	0,00	0,00
EE	0,00	0,00	0,00
ES	0,12	0,08	0,10
FI	0,00	0,00	0,00
FR	0,35	0,37	0,37
GR	0,00	0,01	0,01
HR	0,08	0,08	0,07
HU	0,00	0,00	0,00
IE	0,84	0,76	0,84
IS	0,00	0,00	0,00
IT	0,13	0,12	0,15
LT	0,25	0,32	0,36
LU	0,12	0,12	0,12
LV	0,00	0,00	0,00
NL	0,00	0,00	0,00
NO	0,08	0,09	0,09
PL	0,22	0,17	0,22
PT	0,38	0,38	0,40
RO	0,63	0,45	0,51
SE	0,14	0,03	0,10
SI	0,63	0,60	0,63
SK	0,10	0,12	0,16
UK	0,29	0,27	0,29

II- Augmentation de la capacité des interconnexions entre 2017 et 2030 considérée dans le modèle eTIMES-EU

Reg 1	Reg 2	Augmentation de capacité (GW)
AT	CH	0,6
AT	CZ	0,0
AT	DE	5,9
AT	HU	0,0
AT	IT	1,5
AT	SI	0,0
BE	DE	2,2
BE	FR	1,8
BE	LU	0,8
BE	NL	1,1
BE	UK	2,2
BG	GR	0,6
BG	RO	0,0
CH	AT	0,6
CH	DE	1,9
CH	FR	1,7
CH	IT	2,4
CZ	AT	0,0
CZ	DE	0,0
CZ	PL	0,0
CZ	SK	0,0
DE	AT	5,9
DE	BE	2,2
DE	CH	3,0
DE	CZ	1,1
DE	DK	4,0
DE	FR	0,3
DE	LU	0,0
DE	NL	2,8
DE	NO	1,5
DE	PL	3,9
DE	SE	0,8
DK	DE	4,2
DK	NL	0,8
DK	NO	0,0
DK	SE	0,4

Reg 1	Reg 2	Augmentation de capacité (GW)
DK	UK	1,5
EE	FI	0,0
EE	LV	0,5
ES	FR	5,6
ES	PT	2,1
FI	EE	0,0
FI	NO	0,0
FI	SE	0,9
FR	BE	1,0
FR	CH	2,2
FR	DE	0,3
FR	ES	4,2
FR	IE	0,8
FR	IT	1,3
FR	UK	5,9
GR	BG	0,0
GR	IT	0,0
HR	HU	0,0
HR	SI	0,0
HU	AT	0,0
HU	HR	0,0
HU	RO	0,0
HU	SI	1,9
HU	SK	0,5
IE	FR	0,8
IE	UK	2,6
IS	UK	1,1
IT	AT	2,5
IT	CH	1,3
IT	FR	1,3
IT	GR	0,0
IT	SI	0,8
LT	LV	0,0
LT	PL	1,1
LT	SE	0,8
LU	BE	0,8
LU	DE	0,0
LV	EE	0,7
LV	LT	0,0
NL	BE	1,1
NL	DE	2,8

Reg 1	Reg 2	Augmentation de capacité (GW)
NL	DK	0,8
NL	NO	0,0
NL	UK	1,1
NO	DE	1,5
NO	DK	0,0
NO	FI	0,0
NO	NL	0,0
NO	SE	0,0
NO	UK	3,1
PL	CZ	0,0
PL	DE	5,0
PL	LT	0,6
PL	SE	0,0
PL	SK	0,0
PT	ES	1,7
RO	BG	0,0
RO	HU	0,0
SE	DE	0,8
SE	DK	0,4
SE	FI	1,2
SE	LT	0,8
SE	NO	0,0
SE	PL	0,0
SI	AT	0,0
SI	HR	0,0
SI	HU	2,2
SI	IT	0,9
SK	CZ	0,0
SK	HU	1,1
SK	PL	0,0
UK	BE	2,2
UK	DK	1,5
UK	FR	5,9
UK	IE	2,6
UK	IS	1,1
UK	NL	1,1
UK	NO	3,1

III- Prix des ressources dans les différentes projections

Tableau 90- Evolution du prix des ressources dans les projections

Scenario	Ressources	Prix de la ressource (€ ₂₀₁₆ /GJ)							
		2016	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EuRef	Oil	6,3	14,5	17,6	19,3	20,3	21,3	21,9	22,4
EuRef	gas	4,2	9,5	10,9	11,7	12,6	13,1	13,3	13,5
EuRef	coal	1,9	2,8	3,4	4,1	4,4	4,6	4,8	4,9
WEO13	Oil	6,3	18,0	18,4	19,2	20,3	20,3	20,3	20,3
WEO13	gas	4,2	10,5	10,6	10,8	11,2	11,2	11,2	11,2
WEO13	coal	1,9	3,4	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
WEO15	Oil	6,3	12,5	14,9	17,7	18,8	20,0	20,0	20,0
WEO15	gas	4,2	6,8	8,1	9,7	10,2	10,8	10,8	10,8
WEO15	coal	1,9	2,9	3,1	3,2	3,3	3,4	3,4	3,4
WEO16	Oil	6,3	12,3	14,6	17,3	18,3	19,4	19,4	19,4
WEO16	gas	4,2	6,2	7,4	8,9	9,4	10,0	10,0	10,0
WEO16	coal	1,9	2,0	2,1	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4
WEO17	Oil	6,3	9,4	12,8	14,5	15,9	17,1	17,1	17,1
WEO17	gas	4,2	5,5	6,8	7,4	7,8	8,2	8,2	8,2
WEO17	coal	1,9	2,2	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
WEO19	Oil	6,3	8,9	11,7	12,7	13,9	14,9	14,9	14,9
WEO19	gas	4,2	5,3	6,4	6,4	6,8	7,2	7,2	7,2
WEO19	coal	1,9	2,1	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3

IV- Hypothèses de coûts des technologies

Fuel	Technology	Specific investments costs (overnight) (eur ₂₀₁₀ /kW)					Fixed operating costs (€/MWh)		
		2017	2020	2030	2040	2050	2017	2020	2050
Hard coal / lignite 600 MWel	Supercritical	1700	1506	1506	1506	1506	30	30	30
	Supercritical+ (post comb./oxyfuelling) capture	5500	4872	4430	4252	4252	35	35	35
	FB	2457	2098	2005	1973	1940	30	30	30
	FB + capture	7994	6728	5761	5422	5313	35	35	35
	IGCC	2407	2133	2005	1962	1962	33	33	33
	IGCC pre-comb capture	5633	4990	4479	4223	4223	39	39	39
	CHP BackPressure	3107	2753	2753	2753	2753	55	55	55
Natural Gas	Combined Cycle Small	1104	978	978	978	978	20	20	20
	Combined Cycle Large	1000	886	886	886	886	18	18	18
	Combined-cycle+post comb. capture	2985	2645	2389	2261	2261	53	53	53
	Turb Peak	220	220	220	220	220	12	12	12
	CHP Int Comb Small	2500	2500	2500	2500	2500	65	65	65
	CHP Int Comb Medium	1050	1050	1050	1050	1050	45	45	45
	CHP Int Comb Large	750	750	750	750	750	35	35	35
	CHP Combined-cycle Small	1521	1347	1347	1347	1347	30	30	30
	CHP Combined-cycle Large	1300	1152	1152	1152	1152	25	25	25
Nuclear 1000 MWel	3rd generation	6563	5315	5315	5315	5315	39	39	39
	4th generation				7773	6500			

Wind onshore	Wind onshore 1 low/2 medium (IEC class III/II)	1620	1388	1342	1310	1295	40	40
Wind offshore	Wind offshore 1 low/medium (IEC class II)	4050	3003	2496	2262	2235	60	60
Hydro	Lake	2650	2348	2348	2348	2320	45	45
	Run of river small	4429	3924	3924	3924	3878	45	45
	Run of river medium	4164	3689	3689	3689	3646	45	45
	Run of river large	2650	2348	2348	2348	2320	45	45
Solar	Solar PV utility scale fixed systems > 10MW	1800	1329	709	586	532	29	29
	Solar PV roof <0.1 MWp / 0.1-10 MWp	2182	1636	890	736	728	40	40
	Solar CSP 50 MWel	8000	6341	5284	4663	4608	45	45
Biomass	Steam turbine biomass solid conventional	2400	2082	2038	1993	1970	64	64
	Steam turbine biomass solid conventional HT	2400	2082	2038	1993	1970	45	45
	IGCC Biomass 100 MWel			3900	2153	3500	54	54
	IGCC Biomass 100 MWel + capture			5515	5295	5295	63	63
	CHP IGCC	4680	4146	4146	4146	4146	143	143
	CHP Steam Turb condensing	3750	3278	3233	3145	3108	72	72
Geothermal	Hot Dry Rock geothermal	4900	4341	3960	3561	3189	194	194
Ocean	Wave 5 MWel	6950	5891	4119	3056	3021	160	160
	Tidal energy stream and range 10 MWel	5414	4589	3209	2381	2533	92	92
	Thermal	3000 0	3000 0	1300 0	13000 0	1300 0	120	120
	Hydrokinetic	7894	6692	4679	3472	3431	120	120
Biogas	CHP Internal Combustion Small	4000	4000	4000	4000	4000	115	115

	CHP Internal Combustion Large	2350	2350	2350	2350	2350	115	115
Oil	CHP Internal Combustion Small	2210	1958	1958	1958	1958	65	65
	CHP Internal Combustion Medium	2730	2419	2419	2419	2419	45	45
	CHP Internal Combustion Large	750	750	750	750	750	35	35
	Supercritical HFO	1916	1671	1636	1617	1604	21	21
	Supercritical HFO + capture	1413	1342	1264	1264	1215	24	24
	Turb Diesel	910	806	806	806	806	18	18
	Steam	7000	6072	5943	5814	5746	33	33
Waste	CHP Steam Turb Condensing	7450	6511	6423	6290	6216	74	74

Fuel	Technology	Specific investments costs (overnight) (eur ₂₀₁₆ /kW)					Fixed operating and maintenance costs (eur ₂₀₁₆ /kW)					Electric net efficiency (condensing mode) (%)					Tech. life (yr.)	Availability factor (%)	CO ₂ capture rate (%)	
		2017	2020	2030	2040	2050	2017	2020	2030	2040	2050	2017	2020	2030	2040	2050			2030	2050
Hard coal / lignite 600 MWel	Supercritical	1700	1506	1506	1506	1506	30	30	30	30	30	40	44	44	44	46	30	80		
	Supercritical+ (post comb./oxyfuelling) capture	5500	4872	4430	4252	4252	35	35	35	35	35	32	38	38	38	42	30	80	89	90
	FB	2457	2098	2005	1973	1940	30	30	30	30	30	40	42	42	42	44	30	80		
	FB + capture	7994	6728	5761	5422	5313	35	35	35	35	35	32	37	37	37	40	30	80	89	90
	IGCC	2407	2133	2005	1962	1962	33	33	33	33	33	40	45	45	45	50	35	80		
	IGCC pre-comb capture	5633	4990	4479	4223	4223	39	39	39	39	39	32	39	39	39	45	35	80	89	90
	CHP BackPressure	3107	2753	2753	2753	2753	55	55	55	55	55	Country specific values					35	Country specific		
Natural Gas	Combined Cycle Small	1104	978	978	978	978	20	20	20	20	20	60	60	63	63	63	35	85		

Fuel	Technology	Specific investments costs (overnight) (eur ₂₀₁₆ /kW)					Fixed operating and maintenance costs (eur ₂₀₁₆ /kW)					Electric net efficiency (condensing mode) (%)					Tech. life (yr.)	Availability factor (%)	CO ₂ capture rate (%)		
		2017	2020	2030	2040	2050	2017	2020	2030	2040	2050	2017	2020	2030	2040	2050			2030	2050	
Gas	Combined Cycle Large	1000	886	886	886	886	18	18	18	18	18	60	60	63	63	63	35	85			
	Combined-cycle+post comb. capture	2985	2645	2389	2261	2261	53	53	53	53	53	54	56	57	57	57	35	85	89	90	
	Turb Peak	220	220	220	220	220	12	12	12	12	12	34	34	34	34	34	30	85			
	CHP Int Comb Small	2500	2500	2500	2500	2500	65	65	65	65	65	Country specific value					15	Country specific value			
	CHP Int Comb Medium	1050	1050	1050	1050	1050	45	45	45	45	45						15				
	CHP Int Comb Large	750	750	750	750	750	35	35	35	35	35						18				
	CHP Combined-cycle Small	1521	1347	1347	1347	1347	30	30	30	30	30						35				
	CHP Combined-cycle Large	1300	1152	1152	1152	1152	25	25	25	25	25						35				
Nuclear 1000 MWel	3rd generation	6563	5315	5315	5315	5315	39	39	38	38	38	36	36	36	36	36	60	85			
	4th generation						7773	6500				28	28				38	38	60	85	
Wind onshore	Wind onshore 1 low/2 medium (IEC class III/II)	1620	1388	1342	1310	1295	40	40	40	40	40	100	100	100	100	100	20	23			
Wind offshore	Wind offshore 1 low/medium (IEC class II)	4050	3003	2496	2262	2235	60	60	60	60	60	100	100	100	100	100	20	40			
Hydro	Lake	2650	2348	2348	2348	2320	45	45	45	45	45	93	93	93	93	93	93	80	60		
	Run of river small	4429	3924	3924	3924	3878	45	45	45	45	45	93	93	93	93	93	93	60	60		
	Run of river medium	4164	3689	3689	3689	3646	45	45	45	45	45	93	93	93	93	93	93	70	60		
	Run of river large	2650	2348	2348	2348	2320	45	45	45	45	45	93	93	93	93	93	93	80	60		
Solar	Solar PV utility scale fixed systems > 10MW	1800	1329	709	586	532	29	29	29	19	19	100	100	100	100	100	25	25			

Fuel	Technology	Specific investments costs (overnight) (eur ₂₀₁₆ /kW)					Fixed operating and maintenance costs (eur ₂₀₁₆ /kW)					Electric net efficiency (condensing mode) (%)					Tech. life (yr.)	Availability factor (%)	CO ₂ capture rate (%)		
		2017	2020	2030	2040	2050	2017	2020	2030	2040	2050	2017	2020	2030	2040	2050			2030	2050	
Solar PV roof <0.1 MWp / 0.1-10 MWp	Solar PV roof <0.1 MWp / 0.1-10 MWp	2182	1636	890	736	728	40	40	40	40	40	100	100	100	100	100	25	25	2030	2050	
	Solar CSP 50 MWel	8000	6341	5284	4663	4608	45	45	41	38	38	100	100	100	100	100	25	25			
Biomass	Steam turbine biomass solid conventional	2400	2082	2038	1993	1970	64	64	64	64	64	35	35	35	35	36	35	80			
	Steam turbine biomass solid conventional HT	2400	2082	2038	1993	1970	45	45	45	45	45	38	39	39	39	39	25	80			
	IGCC Biomass 100 MWel			3900	2153	3500	54	54	54	54	54			44	44	49	25	80			
	IGCC Biomass 100 MWel + capture			5515	5295	5295	63	63	63	63	63			38	38	44	25	80	89	90	
	CHP IGCC	4680	4146	4146	4146	4146	143	143	124	90	90			37	37	37	25				
	CHP Steam Turb condensing	3750	3278	3233	3145	3108	72	72	72	72	72			31	31	31	25				
Geothermal	Hot Dry Rock geothermal	4900	4341	3960	3561	3189	194	194	175	136	136	20	20	21	22	22	20	85			
Ocean	Wave 5 MWel	6950	5891	4119	3056	3021	160	160	160	160	160	100	100	100	100	100	25	40			
	Tidal energy stream and range 10 MWel	5414	4589	3209	2381	2533	92	92	92	92	92	100	100	100	100	100	80	25			
	Thermal	30000	30000	13000	13000	13000	120	120	120	120	120	100	100	100	100	100	25	91			
	Hydrokinetic	7894	6692	4679	3472	3431	120	120	120	120	120	100	100	100	100	100	25	40			
Biogas	CHP Internal Combustion Small	4000	4000	4000	4000	4000	115	115	115	115	115	34	34	34	34	34	15				
	CHP Internal Combustion Large	2350	2350	2350	2350	2350	115	115	115	115	115	39	39	39	39	39	15				
Oil	CHP Internal Combustion Small	2210	1958	1958	1958	1958	65	65	65	65	65	30	30	30	30	30	18				
	CHP Internal Combustion Medium	2730	2419	2419	2419	2419	45	45	45	45	45	30	30	30	30	36	15				

Fuel	Technology	Specific investments costs (overnight) (eur ₂₀₁₆ /kW)					Fixed operating and maintenance costs (eur ₂₀₁₆ /kW)					Electric net efficiency (condensing mode) (%)					Tech. life (yr.)	Availability factor (%)	CO ₂ capture rate (%)		
		2017	2020	2030	2040	2050	2017	2020	2030	2040	2050	2017	2020	2030	2040	2050			2030	2050	
	CHP Internal Combustion Large	750	750	750	750	750	35	35	35	35	35	30	30	30	30	42	18				
	Supercritical HFO	1916	1671	1636	1617	1604	21	21	21	21	21	40	44	44	44	46	35	85			
	Supercritical HFO + capture	1413	1342	1264	1264	1215	24	24	24	24	24	32	38	38	38	42	35	80	89	90	
	Turb Diesel	910	806	806	806	806	18	18	18	18	18	34	34	34	34	34	35	85			
Waste	Steam	7000	6072	5943	5814	5746	33	33	33	33	33	14	14	14	20	25	20	68			
	CHP Steam Turb Condensing	7450	6511	6423	6290	6216	74	74	74	74	74	14	14	14	25	25	20	Country specific			

V- Cadrage du système énergétique européen

Population : https://appsso.Eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=demo_pjan&lang=en

➤ L'Autriche

	Population	8,8 millions
	Consommation d'énergie finale (TWh)	302,8
	Production d'électricité (TWh)	71,3

	Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	114,6
---	---	-------

La production électrique en Autriche est principalement hydraulique. Le pays dispose d'une capacité de production totale installée⁶⁴ d'un peu plus de 18 GW et d'une capacité hydraulique de 8,6 GW. En 2016, la production hydraulique⁶⁵ représentait 64,5% de la consommation électrique totale du pays d'environ 62 TWh. En considérant l'éolien et le solaire et les autres sources renouvelables, le pays produisait 73,1% de sa consommation électrique à partir de sources renouvelables, au-delà de l'ambition des 70,6% affichés dans le NREAP [259]. L'Autriche entend d'ici 2030, réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 36% par rapport à 2005 et couvrir la totalité de la consommation électrique du pays à partir de production renouvelable [260]. Les émissions du secteur électrique ont connu une hausse de 18% en 2005 par rapport à 1990. En 2017, ces émissions ont ainsi été réduites de 38% par rapport à 2005 mais seulement de 27% par rapport à 1990. Le pays fait de la sécurité d'approvisionnement sa priorité et veut réduire sa dépendance à l'énergie importée. Entre 2016 et 2018, les importations nettes (import-export) d'énergie primaire de l'Autriche étaient en moyenne 245,2 TWh. Dans la consommation finale d'énergie, la part des produits pétroliers s'établit en moyenne à 34%, la part du gaz naturel à 17% et celle de l'électricité à 20%. L'autosuffisance énergétique, définie par le rapport entre la production indigène et l'approvisionnement énergétique total, s'établit à 13% pour le gaz naturel, 0% pour le charbon et 6% pour le pétrole et les produits pétroliers. Les hydrocarbures représentent en moyenne 97% des imports. Le pays est importateur net d'électricité à hauteur de 10% de sa production totale d'électricité.

⁶⁴ Hors STEP

⁶⁵ Hors STEP

➤ *La Belgique*



Population	11,4 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	385,1
Production d'électricité (TWh)	86,22
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	176,9

La production électrique belge est principalement nucléaire, juste devant le gaz naturel. Le pays dispose d'une faible ressource hydraulique mais bénéficie d'une façade maritime qui lui permet de profiter de la ressource éolienne offshore. La capacité totale de production installée est d'environ 22 GW. Entre 2016 et 2018, la production renouvelable est passée de 16 à 19 % de la consommation finale d'électricité. L'objectif affiché par le pays dans le cadre de la NREAP est de porter la part des renouvelables (hormis l'éolien offshore) à 20,9% de la consommation finale d'électricité en 2020. Entre 2020 et 2030, 85,8% et 76,4% d'augmentation de capacité solaire et éolienne sont prévues dans le cadre du plan national énergie climat. (<https://www.plannationalenergieclimat.be/admin/storage/nekp/pnec-partie-a.pdf>). L'objectif en termes d'émissions de GES à l'horizon 2030 est de réduire de 35% les volumes par rapport à 2005. Dans le secteur électrique, 38% d'émissions en moins ont été relevés en 2017 par rapport à 2005. La Belgique importe la totalité des 170 TWh de gaz naturel qu'elle utilise en moyenne chaque année. Cette dépendance à la deuxième source d'électricité du pays risque de s'accroître dans les années à venir face à la décision de fermer l'ensemble des centrales nucléaires d'ici 2025. Le charbon n'est plus utilisé pour la production électrique depuis 2016 et le pays dépend à plus de 94% de l'importation de la ressource de même que pour le pétrole et les autres produits pétroliers. La consommation finale énergétique belge est dominée par le secteur industriel (~32%) devant les secteurs du transport (~27%) et résidentiel (~25%). Les produits pétroliers représentent en 2018 43% de la consommation

d'énergie finale, suivis par le gaz naturel (28%) et l'électricité (21%). La Belgique est nette importatrice d'électricité provenant principalement de France. En 2018, le niveau d'import était de 50% plus élevé que les années précédentes et correspondait à une réduction de l'activité nucléaire d'environ 47%.

➤ *La Bulgarie*

Source : IEA



Population	7 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	113,4
Production d'électricité (TWh)	45,6
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	587,8

Le paysage électrique bulgare est dominé par les productions fossile et nucléaire. La capacité installée est d'environ 11GW. Les renouvelables ont représenté 19,1% de la consommation électrique finale en 2016. Dans le NREAP, le pays a affiché une ambition d'atteindre 20,8% de part de production renouvelable dans la consommation électrique en 2020. L'électricité représente environ 25% de la consommation énergétique finale bulgare, derrière les produits pétroliers (33-35%) et devant le gaz naturel (13%). Le secteur du transport consomme 34% de cette énergie et les secteurs de l'industrie et le résidentiel en consomment respectivement 28% et 23%. La Bulgarie produit une très faible part des ressources qu'elle utilise et dépend à plus de 97% des imports de gaz (principalement de la Russie qu'elle dissémine vers les autres états Balkans) et de produits pétroliers. Le pays dispose de réserves de lignite qu'il utilise pour la production d'électricité. Les challenges de la Bulgarie dans le secteur électrique résulteront des niveaux d'engagement de réduction des émissions de GES qui nécessiteront la mise aux normes des installations thermiques, un

déploiement plus soutenu des énergies renouvelables et un renforcement du réseau électrique (9-10% de pertes sur le réseau de transport+distribution, source : <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS>). Par rapport à 2005, le pays annonce un statu quo des émissions globales de GES en 2030. Les émissions de CO₂ ont par ailleurs augmenté de 2% par rapport à 2005. on note cependant une diminution par rapport aux années précédentes. En termes de bilan des échanges d'électricité, la Bulgarie est nette exportatrice.

➤ *La République Tchèque*



Population	10,6 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	281,2
Production d'électricité (TWh)	86,9
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	521,2

La République Tchèque dispose d'une capacité de production installée d'environ 20GW majoritairement dominée par la production lignite/charbon. Les énergies fossiles fournissent plus de la moitié (54-58%) de la production électrique totale du pays. La République Tchèque dispose de réserves de lignite qui alimentent les centrales et produisent environ 43% de la fourniture électrique nationale. La production des énergies renouvelables représente environ 14% de la consommation finale d'électricité au même niveau que l'ambition à partir de 2020 affiché par le NREAP. A l'horizon 2030, le pays veut porter cette part à 16,9% en multipliant respectivement par 1,87 et 2,66 les capacités de solaire et

d'éoliennes installées entre 2020 et 2030. Le nucléaire quant à lui fournit un peu plus d'un tiers de la production. Le secteur résidentiel est le premier consommateur d'énergie finale du pays (29%) devant les secteurs de l'industrie et du transport (27% chacun). Les produits pétroliers dominent la consommation finale énergétique du pays (27%), avec le gaz naturel (21%) et l'électricité (20%). La République Tchèque dépend à un peu plus de 97% de ses imports de gaz naturel et des produits pétroliers et est quasi-autosuffisante pour sa consommation de charbon. Les sources intermittentes n'ont pas particulièrement le vent en poupe dans le pays et correspondent aujourd'hui à environ 11% de la capacité totale installée. Le gouvernement porte une réticence à investir plus des deux milliards d'euros annuels actuellement dépensés pour les énergies renouvelables et préfère investir dans l'énergie nucléaire et les sources fossiles (source : <https://energytransition.org/2018/11/czech-energy-sector/>). L'ambition environnementale du pays vise à réduire les émissions de GES de 14% en 2030 par rapport à 2005, un niveau déjà atteint dans le secteur électrique qui en 2017, a réduit ses émissions d'environ 20% par rapport à 2005. La République Tchèque est nette exportatrice d'électricité, majoritairement vers l'Autriche.

➤ *L'Allemagne*



Population	82,8 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	2336,4
Production d'électricité (TWh)	652
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	434

L'Allemagne est le pays disposant de la plus grande capacité de production électrique installée en Europe. Celle-ci s'estime, hors STEP, à environ 210 GW en 2018. La capacité installée de ressources intermittentes cette même année est d'à peu près 102 GW. Le pays mise depuis un peu plus

d'une décennie sur un déploiement croissant des énergies solaire et éolienne. La production fossile s'élevait à 50% de la production électrique totale et la production renouvelable⁶⁶ correspondait à 29%. L'objectif initial dans le cadre de la NREAP était de 38,6% de part d'électricité renouvelable dans la consommation finale d'électricité en 2020. En 2016, cette part était de 32%. Selon l'AIE, en 2018, elle atteignait 38% et le pays envisage de porter cette part à 65% dès 2030. Les produits pétroliers arrivent en tête de la consommation finale énergétique allemande (36%), suivis du gaz naturel (25%) et de l'électricité (21%). Les ressources pétrolières, de gaz naturel et le charbon⁶⁷ sont majoritairement importées et les ratios de l'autosuffisance allemande pour ces ressources sont respectivement d'environ 4%, 6% et 6-8%. La production de lignite couvre l'ensemble des besoins nationaux. L'industrie allemande consomme 28% de l'énergie finale disponible, une proportion équivalente à celles des secteurs du résidentiel et des transports. Suite à l'accident de Fukushima, l'Allemagne a décidé d'arrêter sa production électrique d'origine nucléaire en 2022. Il faudra ainsi à l'horizon 2022 et pour les années à venir, substituer cette source qui représente aujourd'hui environ 12% de la production électrique totale. La position du pays dans le top 2 des exportateurs en Europe avec la France pourrait en être impactée de même que les échanges de la sous-région. Les émissions de GES du secteur électrique allemand ont baissé de 15% en 2017 par rapport à 2005 et le pays vise une réduction des émissions globales de GES de 38% en 2030 par rapport à 2005.

⁶⁶ Hors STEP

⁶⁷ Hors lignite

➤ *Le Danemark*



Population	5,8 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	164,9
Production d'électricité (TWh)	31
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	298,6

La capacité de production totale installée au Danemark en 2018 était d'environ 16GW. L'énergie éolienne représente la principale source renouvelable du pays qui dispose d'une très faible capacité hydraulique (8MW). La production renouvelable représente en 2018, environ 62,4% de la consommation finale électrique plaçant le pays bien au-delà de la cible de 51,9% initialement annoncée dans le NREAP. Dans le *Denmark's Energy and Climate Outlook 2019*, cette part a été portée à 77% et le parlement danois a convenu de porter la part de la fourniture renouvelable à plus de 100% de la consommation électrique à l'horizon 2030 (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/dk_final_necp_main_en.pdf). La consommation finale énergétique du Danemark est largement dominée par les produits pétroliers (35%) puis viennent les consommations d'électricité (18%), de chaleur (17%) et de gaz naturel (11%). La demande en gaz naturel est entièrement satisfaite par la ressource locale qui est par ailleurs majoritairement exportée par le pays. En fonction des années et du marché pétrolier, le pays peut se retrouver importateur net ou exportateur net de la ressource. En 2018, le taux d'autosuffisance en ressources pétrolières du pays était de 81%. Au moins 39% des émissions de GES de 2005 devront être supprimés si le pays veut respecter les engagements pris dans le cadre de l'ESD. Dans le secteur électrique qui contribue environ à 23% des émissions totales du pays, entre 2005 et 2017, les émissions de GES ont d'ores-et-déjà été réduites de 55%.

➤ L'Estonie



Population	1,3 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	164,9
Production d'électricité (TWh)	12,9
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	1031,7

L'électricité en Estonie est majoritairement produite à partir de schistes bitumineux. Ils constituent la principale ressource minière du pays et servent, outre l'électricité, dans l'industrie chimique, la production de ciment et d'autres produits dérivés. La capacité de production électrique totale installée est de 2,8GW. Les énergies renouvelables ont produit environ 20% de la consommation finale électrique du pays en 2018. L'objectif affiché dans le cadre de la NREAP était d'atteindre 4,8% en 2020, une cible très en-deçà du niveau actuel. En 2030, cette part est portée à 40%. (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ee_final_necp_main_en.pdf). Les produits pétroliers représentent 35% de la consommation finale énergétique estonienne, contre 22% pour l'électricité, 16% pour la chaleur et 8% pour le gaz naturel. Le secteur résidentiel est le plus consommateur (33%), devant le secteur du transport (29%) et l'industrie (17%). La dépendance du pays face aux importations de charbon garde un niveau supérieur à 95% sauf en 2009 et en 2015. L'Estonie importe la totalité de son gaz naturel de la Russie et les produits pétroliers dont elle dépend à 100% proviennent majoritairement de la Lituanie. Le défi du secteur énergétique estonien est celui de l'usage des schistes bitumineux, considérée comme la plus émissive des sources de production d'électricité. Les ambitions du gouvernement estonien visent à réduire les émissions dans le secteur énergétique d'au moins 70% en 2030 et 80% en 2050 par rapport à 1990. Par rapport à 2005, le pays veut réduire ses émissions de

GES de 13%. En 2017, le secteur électrique atteignait une réduction de 54% des émissions de GES par rapport à 1990. L'Estonie est nette importatrice d'électricité, principalement de Finlande.

➤ *L'Espagne*

	Population	46,7 millions
	Consommation d'énergie finale (TWh)	953,3
	Production d'électricité (TWh)	275,6
	Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	248,8

L'Espagne produit son électricité à partir d'un parc⁶⁸ d'environ 99GW composé à 46% par des installations fossiles. La consommation finale énergétique du pays est assurée à 48% par les produits pétroliers, à 25% par l'électricité et 17% par le gaz naturel. L'autosuffisance de la production espagnole est inférieure à 1% pour le gaz naturel (importé principalement d'Algérie) et les produits pétroliers et d'environ 4% pour le charbon. Le secteur du transport est le plus consommateur (39%) devant l'industrie (24%) et le résidentiel (18%). Les renouvelables ont assuré 35% de la consommation électrique en 2018 et la cible du pays est de porter cette part à 40% en 2020 et 74% en 2030 (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/es_final_necp_main_es.pdf). L'hydraulique et la ressource éolienne représentent les sources de production renouvelable les plus importantes du pays. Dans la lignée de ses objectifs d'intégration de renouvelables, l'Espagne espère

⁶⁸ Hors STEP

réduire de 26% les émissions de GES en 2030 par rapport au niveau de 2005. Dans le secteur électrique, 39% d'émissions ont été réduites entre 2005 et 2020. Depuis 2016, l'Espagne est importatrice nette d'électricité provenant en majeure partie de la France.

➤ *La Finlande*



Population	5,5 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	291,7
Production d'électricité (TWh)	67,1
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	231,2

La capacité de production électrique finlandaise est d'environ 17GW. La production électrique est assurée à un peu plus de 50% par les ressources nucléaire et hydraulique. La consommation énergétique finale du pays est satisfaite à 29% par l'électricité, 25% par les produits pétroliers et 16% par la consommation de chaleur. Le gaz naturel ne représente quant à lui qu'environ 2% de la consommation. La Finlande est dépendante à 100% des imports pour satisfaire ses besoins en gaz naturel et en charbon. La dépendance aux produits pétroliers importés est supérieure à 99%. La répartition sectorielle de la consommation place l'industrie en tête avec 44% de la demande, les secteurs du résidentiel et du transport consomment respectivement 23% et 17%. Dans le cadre de la NREAP, la Finlande ambitionnait de porter la part des renouvelables dans la production électrique

à 33%. Cette part était déjà de 37% en 2018. D'ici 2030, l'ambition affichée est de porter cette part à 53% (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fi_final_necp_main_en.pdf). La dimension réduction des émissions de GES définit la cible de 39% de réduction des émissions en 2030 par rapport à 2005. En 2017, les émissions du secteur électrique étaient de 19% inférieures à 2005, en léger recul par rapport aux 20% atteints en 2015. L'objectif phare affiché par le pays est une neutralité carbone dès 2035 grâce aux mesures de réduction des émissions et l'utilisation des puits de stockage. La Finlande est nette importatrice d'électricité, majoritairement en provenance de la Suède.

➤ *La France*



Population	66,9 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	1626,2
Production d'électricité (TWh)	561,2
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	70,8

Premier pays en Europe de par la capacité nucléaire installée sur son sol, la France dispose d'une capacité de production hors STEP de 127GW. L'énergie nucléaire contribue à plus de 70% dans la production électrique française. Les produits pétroliers représentent 39% de la consommation finale énergétique, le gaz naturel 20% et l'électricité 25%. La dépendance énergétique française est de plus de 98% pour les produits pétroliers et d'environ 100% pour le gaz naturel et le charbon. Le secteur du transport représente le principal poste de consommation (32%), devant le résidentiel (28%) et l'industrie (19%). Les renouvelables ont fourni 21% de la consommation finale électrique du pays en 2018 et l'objectif à l'horizon 2020 est de porter cette part à 27% dans le cadre du NREAP et 23% dans le cadre de la LTECV. En 2030, il est prévu de porter cette part à 40%. Par

rapport à 2005, l'objectif affiché est de réduire les émissions de GES de 37% d'ici 2030. Le secteur de la production électrique a atteint un niveau de réduction des émissions de CO₂ de 37% en 2015 par rapport à 2005 mais les émissions sont reparties à la hausse en 2017, ne correspondant plus qu'à 20% de réduction. La France, constitue avec l'Allemagne les pays les plus exportateurs d'électricité en Europe. L'électricité française est principalement exportée vers l'Italie. La politique actuelle vise à une réduction de la part de l'énergie nucléaire dans la fourniture globale d'électricité. A l'horizon 2035, les plans actuels de la PPE (<https://www.ecologique-solaire.gouv.fr/sites/default/files/20200422%20Programmation%20pluriannuelle%20de%20l%27energie.pdf>) projettent de baisser la part du nucléaire dans la production électrique à 50%, ce qui comme pour l'Allemagne suscite des questions sur les flux électriques dans la sous-région. Dans le cadre du Plan climat, un objectif de neutralité carbone est défini à l'horizon 2050.

➤ *La Grèce*



Population	10,7 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	176,7
Production d'électricité (TWh)	55,3
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	633

Le parc de production électrique grecque a une capacité d'environ 20GW. L'électricité produite est à 70% d'origine fossile. La Grèce exploite du lignite qu'elle utilise pour une bonne partie de sa production d'électricité. La part des renouvelables dans la consommation finale d'électricité est de 26% en 2018 et l'objectif affiché dans le NREAP est de porter cette part à 39,8% en 2020. A l'horizon 2030, le NECP annonce un objectif de

61-64%. La consommation finale énergétique grecque est composée à environ 50% de produits pétroliers, 27% d'électricité et 5% de gaz naturel. Le secteur du transport représente environ 39% de cette consommation, le secteur résidentiel 26% et le secteur industriel 19% en 2018. La Grèce importe plus de 98% de l'ensemble de sa consommation finale en produits pétroliers, en gaz naturel et charbon. L'amélioration de l'efficacité énergétique, le renforcement du réseau et le déploiement d'options renouvelables et de moyens de stockage électrique constituent les priorités pour la Grèce pour atteindre les objectifs fixés pour 2030 (Source : https://cadmus.eui.eu/bitstream/handle/1814/63045/RSCAS%202019_37.pdf?sequence=1&isAllowed=y). A cette échéance, le pays envisage de réduire ses émissions de GES de 16% par rapport à 2005. En 2017, le secteur électrique a émis 35% de GES en moins qu'en 2005. La Grèce est importatrice nette d'électricité, à hauteur de 12% de sa consommation, provenant principalement de la Bulgarie.

➤ *La Croatie*



Population	4,1 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	77,7
Production d'électricité (TWh)	12
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	243,7

La production électrique croate est assurée par environ 4,6GW de capacité installée. L'hydroélectricité constitue la première source de production électrique du pays et représentait un peu plus de 57% de la production électrique totale en 2018. La part totale des renouvelables dans la consommation finale électrique était de 48% au cours de la même année. L'objectif affiché dans le NREAP était de 39% en 2020. Dans son NECP,

l'objectif de la Croatie est de porter cette part à 63,8% en 2030 à travers un développement massif de ses capacités solaires (x8) et éoliennes (x2,1) entre 2020 et 2030. (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/hr_final_necp_main_en.pdf). La consommation finale énergétique est composée à 41% de produits pétroliers, à 20% d'électricité et 16% de gaz naturel et de biocarburants+déchets renouvelables. Le résidentiel (35%) et le transport (32%) constituent les secteurs les plus consommateurs en Croatie devant l'industrie (18%). La Croatie est particulièrement dépendante aux importations de charbon (100%) et dans une moindre mesure aux produits pétroliers (76%) et au gaz naturel (56%). Le pays définit comme objectif en 2030 une réduction des émissions de GES de 7% par rapport à 2005. En 2017, le secteur électrique a émis 38% de CO₂ en moins qu'en 2005. La Croatie est nette importatrice d'électricité provenant de la Hongrie.

➤ *La Hongrie*



Population	9,8 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	207,7
Production d'électricité (TWh)	32,8
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	370,1

La Hongrie dispose d'un parc de production électrique d'environ 8,5GW composé pour près de la moitié par des centrales gaz. Les centrales nucléaires du pays fournissent environ 50% des 32TWh annuels moyens produits. En 2018, les renouvelables produisaient 8% de la consommation finale électrique du pays et la cible pour 2020 dans le cadre de la NREAP est de porter cette part à 10,9%. A l'horizon 2030, l'objectif est de 21,3%. (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/hu_final_necp_main_hu.pdf). Les biocarburants et les déchets renouvelables

constituent la première source de production d'électricité renouvelable du pays. La consommation finale des produits pétroliers a connu une légère augmentation en 2018, passant de 30% au cours des années précédentes à 32% devant les parts plus ou moins constantes du gaz naturel (32%) et de l'électricité (19%). La part d'autosuffisance de la Hongrie est d'environ 18% pour le gaz naturel, et de 14% pour les produits pétroliers mais le pays dépend entièrement des imports pour sa consommation locale de charbon. La part du résidentiel dans la consommation finale énergétique est passée de 35% à 32% en 2018 et les secteurs de l'industrie et du transport représentaient respectivement 25% et 27% de la consommation finale énergétique. A l'horizon 2030, le pays envisage de réduire ses émissions de GES de 7%. En 2017, les émissions de CO₂ dans le secteur électrique étaient de 34% inférieures à celles constatées en 2005. La Hongrie est nette importatrice d'électricité à hauteur d'environ 36% de sa consommation finale électrique provenant majoritairement de la Slovaquie.

➤ *L'Italie*



Population	60,5 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	1330,7
Production d'électricité (TWh)	295,2
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	264,9

La capacité de production hors STEP installée en Italie est d'environ 122GW en 2018. La production fossile représente un peu plus de 60% de la production totale d'électricité en Italie. Dans sa NREAP, l'Italie prévoyait en 2020 de porter la part des renouvelables dans la consommation finale électrique à 26,4%. En 2018, cette part était déjà de 34%. A l'horizon 2030, le NECP définit une cible de 55%

(https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/it_final_necp_main_en.pdf). La consommation finale énergétique de l'Italie est dominée par les produits pétroliers (34%) devant le gaz naturel (~30%) et l'électricité (22%). L'autosuffisance énergétique du pays est de 7% pour le gaz naturel importé principalement de la Russie et de 9% pour les produits pétroliers. L'Italie importe la totalité du charbon utilisé sur son territoire. Le secteur du transport est le 1^{er} consommateur final d'énergie (31%) suivi par le résidentiel (28%) et l'industrie (21%). Par rapport à 2005, le pays a fixé une cible de réduction des émissions de GES de 33% en 2030. Le secteur électrique a émis 33% moins de CO₂ en 2030 qu'en 2005. L'Italie importe environ 15% de sa consommation finale électrique, principalement de la Suisse.

➤ *L'Irlande*



Population	4,8 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	130,5
Production d'électricité (TWh)	31
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	363,1

La capacité de production installée en Irlande en 2018 était d'environ 10,3GW. Le pays produit la majorité de son électricité à partir du gaz naturel (51%) et de la ressource éolienne dont la part était de 28% en 2018. Dans le NREAP, l'objectif de pénétration des renouvelables dans la consommation finale électrique est de 42,6% en 2020. En 2018, cette part était de 33%. La consommation finale énergétique irlandaise est composée à 53% de produits pétroliers, à 20% d'électricité et 17% de gaz naturel. Le premier secteur de consommation est le secteur du transport (37%), suivi par les secteurs du résidentiel (25% en 2018) et le secteur industriel (23%). D'une dépendance de plus de 96% du gaz naturel provenant

principalement du Royaume-Uni, l’Irlande a réduit sa dépendance depuis 2016 à moins de 40% grâce à l’exploitation du gisement gazier offshore de la Corrib. Les dépendances au charbon et aux produits pétroliers restent aujourd’hui proches de 100%. L’Irlande ambitionne de réduire ses émissions de GES de 30% en 2030 par rapport aux niveaux de 2005. En 2050, le pays vise à réduire ses émissions de 80% par rapport aux niveaux de 1990. En 2017, le secteur électrique émettait 26% moins de CO₂ qu’en 2005. L’Irlande est nette exportatrice d’électricité vers le Royaume-Uni.

➤ *La Lettonie*



Population	1,9 millions
Consommation d’énergie finale (TWh)	46,9
Production d’électricité (TWh)	7,3
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	199,2

Le parc de production électrique letton a une capacité d’environ 2,8GW. Le gaz naturel et la production hydroélectrique représentent plus de 80% de la production électrique du pays. Les sources renouvelables représentaient 52% de l’électricité produite en 2018. Dans le NREAP, la part cible des renouvelables dans la consommation finale électrique était de 59,8% en 2020. En 2018, cette part était de 53,5%. A l’horizon 2030, aucune cible n’est fixée mais le pays s’engage à passer à une pénétration de plus de 60%. Les produits pétroliers représentent 34% de la consommation finale énergétique lettone, la chaleur 15%, l’électricité 14% et le gaz naturel 8%. La Lettonie importe entièrement son gaz naturel et son charbon et a une autosuffisance inférieure à 1% pour les produits pétroliers. Le secteur résidentiel représente 31% de la consommation finale énergétique, le secteur du transport 28% et l’industrie 22% en 2018. Pour les émissions de GES à l’horizon 2030, l’objectif est de parvenir à une réduction de 6% par rapport à 2005. En 2017, le secteur électrique a émis 25% de CO₂ en moins qu’en 2005.

➤ La Lituanie



Population	2,8 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	63,4
Production d'électricité (TWh)	3,9
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	289,3

Le parc de production électrique en Lituanie a une capacité d'environ 2,5GW. Les productions éolienne et hydroélectrique ont représenté en 2017 et 2018 plus de 64% de l'électricité totale générée par le pays. En 2018, la part des renouvelables dans la consommation finale électrique du pays était de 18,4%. Les imports nets d'électricité du pays correspondent à environ 93,25% de la consommation finale d'électricité. Avec la fermeture de l'ensemble de ces réacteurs nucléaires (2004 et 2009), la Lituanie perdait la source principale de sa production électrique et le pays est depuis lors net importateur d'électricité, majoritairement de la Russie à travers la Biélorussie. Les projets actuels de construction de nouvelles centrales nucléaires sont très incertains. En 2020, l'objectif dans le NREAP est de porter la part de renouvelables dans la consommation finale électrique à 21% puis à 45% en 2030 (NECP). En 2050, la cible actuelle est de 100%. La consommation finale énergétique lithuanienne est dominée par les produits pétroliers (39%), la chaleur (17%), l'électricité (16%) et le gaz naturel qui représente 11%. Le pays importe la totalité de son gaz naturel et de son charbon et dépend à 98% d'imports de gaz naturel de la Russie. En 2030, les émissions de GES devront être réduites d'au moins 9% par rapport aux niveaux de 2005. Dans le secteur électrique, environ 70% des émissions de CO₂ ont été réduites entre 2005 et 2030.

➤ *Le Luxembourg*



Population	0,6 million
Consommation d'énergie finale (TWh)	43,4
Production d'électricité (TWh)	2,24
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	107,1

La capacité de production hors STEP du Luxembourg est d'environ 500 MW. L'hydroélectricité représente un peu plus de 60% de la production électrique totale luxembourgeoise. La part des renouvelables dans la consommation finale électrique était de 9,1% en 2018. Le Luxembourg importe 96% de son électricité, principalement de l'Allemagne. L'objectif en 2020 est de passer la part des renouvelables à 11,8%, 33,6% en 2030 et 45,4% en 2040. Les produits pétroliers représentent 61% de la consommation finale énergétique du pays, loin devant le gaz naturel (17%) et l'électricité (15%). Le secteur principal de consommation du pays est le transport avec 56%. Viennent ensuite les secteurs de l'industrie et le résidentiel qui représentent respectivement 17% et 13%. La décarbonisation du secteur du transport est l'un des objectifs phares de la politique énergétique du pays. Le Luxembourg est entièrement dépendant des importations pour sa consommation finale des différents hydrocarbures. Par rapport à 2005, le Luxembourg envisage de réduire de 40% ses émissions de GES en 2030. Les émissions de CO₂ du secteur électrique ont été réduites de 80% entre 2005 et 2030.

➤ *Les Pays-Bas*



Population	17,2 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	522,5
Production d'électricité (TWh)	117,1
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	441,7

30GW de capacité électrique servent à fournir l'électricité aux Pays-Bas. La production électrique néerlandaise est aux trois quarts fossile. La part des renouvelables dans la consommation finale d'électricité était de 15% en 2018. La cible dans le NREAP était de 37% en 2020. A l'horizon 2030, cette part devra passer à 70% dans les projets du NECP. En 2050, le pays entend produire la totalité de son électricité à partir de sources renouvelables. La consommation finale énergétique des Pays-Bas est dominée par le gaz naturel (38%) et les produits pétroliers (31%). L'électricité représente 20% de la consommation finale. Le gisement de Groningue constitue la principale source de gaz du pays depuis plusieurs décennies. Face aux différents problèmes géologiques liés à son exploitation (séisme, glissement de terrain), le gouvernement a décidé de réduire l'exploitation du site (division par 4 des volumes par rapport à 2013) et d'atteindre une production nulle d'ici mi-2022. Le pays s'est d'ores et déjà attelé au développement de nouveaux gisements. (https://fr.wikipedia.org/wiki/%C3%89nergie_aux_Pays-Bas#Gaz_naturel, <https://www.reuters.com/article/us-netherlands-gas-idUSKCN1VV1KE>, <https://www.la-croix.com/Economie/Monde/Aux-Pays-Bas-Groningue-2017-02-16-1200825272>). La production locale de gaz naturel rend les Pays-Bas autosuffisants et exportateurs de la ressource. Ils sont néanmoins dépendants à 93% des imports de produits pétroliers et à 100% dépendants des imports de charbon. L'industrie représente 30% de la consommation

finale énergétique du pays, les transports 24% et le résidentiel 21%. En termes de GES, le pays veut réduire ses émissions de 36% par rapport à 2005. Le secteur électrique a réduit ses émissions de 5% en 2017 par rapport aux niveaux de 2005. Les Pays-Bas sont net importateurs d'électricité et la majeure partie de l'électricité provient de l'Allemagne.

➤ *Le Portugal*



Population	10,3 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	188,3
Production d'électricité (TWh)	59,4
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	308,4

La capacité de production électrique (hors STEP) installée au Portugal est d'un peu plus de 17GW. La production fossile représente un peu moins de la moitié de la production électrique du pays. La part des renouvelables dans la consommation finale d'électricité était de 52% en 2018. Dans le cadre du NREAP, l'objectif initial était de porter cette part à 55,3% en 2020. En 2030, le NECP fixe une cible à 80% (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pt_final_necp_main_pt.pdf). Le Portugal consomme majoritairement des produits pétroliers (44%), de l'électricité (25%) et du gaz naturel (11%) et dépend entièrement de ses imports pour l'ensemble de ses ressources primaires fossiles. Le transport représente 36% de la consommation finale énergétique, l'industrie 28% et le résidentiel 18%. Le pays vise une réduction des émissions de GES de 17% en 2030 par rapport à 2005. Dans le secteur électrique, 20% des émissions de CO₂ ont été réduites entre 2005 et 2017. Le Portugal est nette exportatrice d'électricité vers l'Espagne.

➤ La Pologne



Population	38 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	813,9
Production d'électricité (TWh)	170,4
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	917,2

Deuxième plus grand émetteur de CO₂ après l'Allemagne dans le secteur de la production électrique, la Pologne dispose d'un parc⁶⁹ d'environ 38GW. Les fossiles représentent plus de 85% de la production électrique du pays. 13% de la consommation finale électrique du pays proviennent de sources renouvelables en 2018. En 2020, l'objectif est de passer cette part à 19%. Dans le NECP, La Pologne estime à 32% la part des renouvelables dans la consommation finale électrique en 2030 (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pl_final_necp_main_pl.pdf). A cet horizon, les émissions totales de GES devront également être réduites de 7% par rapport aux niveaux de 2005. Dans le secteur électrique, les émissions de CO₂ ont diminué de 8% en 2017 par rapport à 2005. Les produits pétroliers représentent 36% de la consommation finale énergétique, l'électricité 17% et le gaz naturel 13%. Le taux d'autosuffisance de la Pologne est de 22% pour le gaz naturel, 84% pour le charbon et seulement de 4% pour les produits pétroliers en 2018. Les transports représentent le premier poste de consommation finale énergétique du pays (32%) devant le résidentiel (28%) et l'industrie (23%). La Pologne est nette importatrice d'électricité provenant essentiellement d'Allemagne.

⁶⁹ Hors STEP

➤ La Roumanie

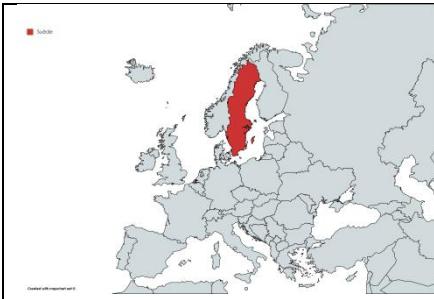


Population	19,5 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	271,9
Production d'électricité (TWh)	64,3
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	303,4

La capacité de production électrique roumaine en 2018 s'élevait à 19,7 GW en 2018. Cette capacité a produit un peu moins de 65TWh d'électricité en 2018 dont un peu plus de 40% étaient d'origine fossile. L'énergie nucléaire représente 17% de la production électrique roumaine. La part des énergies renouvelables dans la consommation finale électrique du pays était de 42% en 2018. L'objectif dans le cadre de la NREAP est de passer cette part à 42,62% en 2020. Le NECP vise un objectif de 49,4% en 2030. (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ro_final_necp_main_ro.pdf). La consommation finale énergétique de la Roumanie repose à 34% sur les produits pétroliers et à 25% sur le gaz naturel. L'électricité représente 17% de cette consommation finale. La Roumanie produit 86% de ses besoins en gaz naturel et l'autosuffisance en produits pétroliers du pays était de 37% en 2018. Le pays importe l'ensemble de ses besoins en charbon. Le secteur le plus consommateur du pays est le secteur résidentiel (33%). Le secteur de l'industrie et celui du transport représentent respectivement 28% et 27%. En 2030, l'objectif de réduction des GES est de 2%. Le secteur électrique a, par rapport à 2005, réduit ses émissions de CO₂ de 41%. La Roumanie est exportatrice d'électricité en majorité vers la Bulgarie.

➤ La Suède

Source : IEA



Population	10,1 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	369,6
Production d'électricité (TWh)	164,3
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	41,3

Le parc électrique suédois à une capacité de production d'environ 40GW. La production électrique y est majoritairement nucléaire, à hauteur de 42% de la production totale en 2018. Avec l'hydroélectricité, ces deux sources assurent 80% de la production totale d'électricité du pays. Les renouvelables ont fourni 66% de la consommation finale électrique en 2018, au-delà des 63% définis comme cible dans le NREAP en 2020. Pour le NECP, cette part pourrait atteindre 82,6% en 2030 et 96,6% en 2040. L'électricité représente 35% de la consommation finale du pays, devant les produits pétroliers (23%) et la chaleur 14%. Le gaz naturel représente moins de 2% de cette consommation. La Suède importe la totalité de ses ressources fossiles primaires (produits pétroliers, gaz naturel, charbon). Le secteur de l'industrie représente le premier poste de consommation du pays. Il correspond à 35% de la consommation finale énergétique et le secteur résidentiel et celui du transport représentent respectivement 24% et 23%. Un des objectifs environnementaux du pays est de réduire les émissions de GES de 40% en 2030 par rapport à 2005. Le secteur électrique a émis en 2017 17% moins de CO₂ qu'en 2005. La Suède est nette exportatrice d'électricité, en majorité vers la Finlande.

➤ *La Slovénie*

Source : IEA



Source : IEA

Population	2,1 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	57,6
Production d'électricité (TWh)	16,3
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	301,3

La capacité de production électrique slovène était d'environ 4GW en 2018. La part des renouvelables, majoritairement hydraulique, dans la production électrique était de 33% cette même année. Le NREAP affichait un objectif de 39,3% pour la part des renouvelables dans la consommation finale d'électricité en 2020. En 2018, cette part était de 32,3%. A l'horizon 2030, cette cible est de 43% (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/si_final_necp_main_sl.pdf). Les produits pétroliers, l'électricité et le gaz naturel représentent respectivement 46%, 24% et 12% de la consommation finale énergétique du pays. La totalité des produits pétroliers et du charbon consommés sont importés. L'autosuffisance du pays en gaz naturel est de moins de 2%. Le transport est le premier secteur de consommation du pays avec 40% de la demande en 2018, l'industrie et le résidentiel ont représenté 28% et 22%. La réduction des émissions de GES ciblée en 2030 par rapport à 2005 est de 15%. Dans le secteur électrique, les émissions de CO₂ ont diminué de 24% en 2017 par rapport à 2005. La Slovénie est nette exportatrice d'électricité, majoritairement vers l'Italie.

➤ *La Slovaquie*

Source: IEA



Population	5,4 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	115,1
Production d'électricité (TWh)	27,6
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	174

La Slovaquie dispose d'un parc de production d'environ 7GW. La capacité nucléaire de 1,94GW installée fournit un peu plus de la moitié de la production électrique totale du pays. La production renouvelable, principalement hydraulique, a représenté 21,5% de la consommation finale électrique du pays en 2018. Les cibles pour 2020 et 2030 sont respectivement de 24% (NREAP) et 27,3% en 2030 (https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/sk_final_necp_main_en.pdf). 28% de la consommation d'énergie finale est attribuable aux produits pétroliers, 27% au gaz naturel et 23% à l'électricité. La Slovaquie a une autosuffisance de 2% pour le gaz naturel et de moins de 1% pour les produits pétroliers. Le pays importe la totalité du charbon qu'il utilise. Le premier consommateur est le secteur de l'industrie (37%). Le résidentiel et le transport représentent respectivement 28% et 21%. Par rapport à 2005, le pays envisage une réduction des émissions de CO₂ de 15% en 2030. Dans le secteur électrique, 44% de réduction des émissions ont été observées en 2017 par rapport à 2005. La Slovaquie est importatrice nette d'électricité, à hauteur d'environ 14% de sa consommation finale d'électricité, majoritairement en provenance de la République Tchèque.

➤ *Le Royaume Uni*

Royaume-Uni



Population	66,3 millions
Consommation d'énergie finale (TWh)	1420,1
Production d'électricité (TWh)	336,1
Intensité CO ₂ de la production électrique (gCO ₂ /kWh)	217,9

La capacité de production installée du Royaume-Uni est d'environ 90GW en 2018. La part des fossiles représente 45% de la production électrique totale en 2018. La production électrique renouvelable est dominée par l'éolien qui a fourni 17% au cours de la même année. Les renouvelables ont assuré 31% de la consommation finale électrique du pays en 2018, au même niveau que la cible pour 2020. Le gaz et les produits pétroliers ont représenté respectivement 32 et 39% de la consommation d'énergie finale en 2018. Dans la répartition sectorielle, c'est le secteur du transport qui arrive en tête dans cette consommation (34%). Le secteur résidentiel et celui de l'industrie représentent respectivement 31% et 18%. L'électricité importée correspond à 7 à 8% de la consommation totale.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] H. Le Treut, U. Cubasch, and M. Allen, "Historical Overview of Climate Change Science," *Notes*, vol. 16, 2005.
- [2] IPCC, "Climate Change 2014 Part A: Global and Sectoral Aspects," 2014.
- [3] IPCC, "Special Report on the Ocean and Cryosphere in a Changing Climate - Summary Report for Policymakers," 2019.
- [4] IPCC, "Special Report- Climate Change and Land- Summary for Policymakers," 2019.
- [5] D. P. van Vuuren *et al.*, "The representative concentration pathways: An overview," *Clim. Change*, vol. 109, no. 1, pp. 5–31, 2011.
- [6] D. Jacob *et al.*, "EURO-CORDEX: new high-resolution climate change projections for European impact research," *Reg. Environ. Chang.*, vol. 14, pp. 563–578, 2014.
- [7] J. H. Christensen, "Prediction of Regional scenarios and Uncertainties for Defining European Climate change risks and Effects (PRUDENCE)," *Final Proj. Rep.*, vol. 2004, no. October 2004, pp. 1–269, 2005.
- [8] P. van der Linden and J. F. B. Mitchell, "2009: ENSEMBLES: Climate Change and Its Impacts: Summary of researchand results from the ENSEMBLES project," 2009.
- [9] IPCC, "What is a GCM?" [Online]. Available: https://www.ipcc-data.org/guidelines/pages/gcm_guide.html. [Accessed: 22-Nov-2020].
- [10] EURO-CORDEX, "Guidance for EURO-CORDEX climate projections data use," pp. 1–27, 2017.
- [11] S. N. Chandramowli and F. A. Felder, "Impact of climate change on electricity systems and markets – A review of models and forecasts," *Sustain. Energy Technol. Assessments*, vol. 5, pp. 62–74, 2014.
- [12] J. Ebinger and W. Vergara, *A World Bank Study: Climate Impacts on Energy Systems*. 2011.
- [13] J. H. Christensen *et al.*, "Regional climate projections," p. 94, 2018.
- [14] M. C. Bonjean Stanton, S. Dessai, and J. Paavola, "A systematic review of the impacts of climate variability and change on electricity systems in Europe," *Energy*, vol. 109, pp. 1148–1159, 2016.
- [15] H. Koch, S. Vögele, F. F. Hattermann, and S. Huang, "The impact of climate change and variability on the generation of electrical power," *Meteorol. Zeitschrift*, vol. 24, no. 2, pp. 173–188, 2015.
- [16] S. C. Pryor, R. J. Barthelmie, and E. Kjellström, "Potential climate change impact on wind energy resources in northern Europe: Analyses using a regional climate model," *Clim. Dyn.*, vol. 25, no. 7–8, pp. 815–835, 2005.
- [17] M. Flörke, I. Bärlund, and E. Kynast, "Will climate change affect the electricity production sector? A European study," *J. Water Clim. Chang.*, vol. 3, no. 1, pp. 44–54, Mar. 2012.
- [18] J. A. Crook, L. A. Jones, P. M. Forster, and R. Crook, "Climate change impacts on future photovoltaic and concentrated solar power energy output," *Energy Environ. Sci.*, vol. 4, no. 9, pp. 3101–3109, 2011.

- [19] D. Carless and P. G. Whitehead, "The potential impacts of climate change on hydropower generation in Mid Wales," *Hydrol. Res.*, vol. 44, no. 3, pp. 495–505, 2013.
- [20] L. C. Cradden, G. P. Harrison, and J. P. Chick, "Will climate change impact on wind power development in the UK?," *Clim. Change*, vol. 115, no. 3–4, pp. 837–852, 2012.
- [21] J. Bellarby, M. Wattenbach, G. Tuck, M. J. Glendining, and P. Smith, "The potential distribution of bioenergy crops in the UK under present and future climate," *Biomass and Bioenergy*, vol. 34, no. 12, pp. 1935–1945, 2010.
- [22] P. Dowling, "The impact of climate change on the European energy system," *Energy Policy*, 2013.
- [23] L. Wenz, A. Levermann, and M. Auffhammer, "North-south polarization of European electricity consumption under future warming," *Proc. Natl. Acad. Sci.*, 2017.
- [24] A. Damm, J. Köberl, F. Prettenthaler, N. Rogler, and C. Töglhofer, "Impacts of +2 °C global warming on electricity demand in Europe," *Clim. Serv.*, vol. 7, pp. 12–30, 2017.
- [25] G. S. Eskeland and T. K. Mideksa, "Electricity demand in a changing climate," *Mitig. Adapt. Strateg. Glob. Chang.*, vol. 15, no. 8, pp. 877–897, 2010.
- [26] P. Ravestein, G. van der Schrier, R. Haarsma, R. Scheele, and M. van den Broek, "Vulnerability of European intermittent renewable energy supply to climate change and climate variability," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 97, pp. 497–508, Dec. 2018.
- [27] J. Peter, "How does climate change affect electricity system planning and optimal allocation of variable renewable energy?," *Appl. Energy*, vol. 252, no. June, p. 113397, 2019.
- [28] M. Schlott, A. Kies, T. Brown, S. Schramm, and M. Greiner, "The impact of climate change on a cost-optimal highly renewable European electricity network," *Appl. Energy*, vol. 230, no. August, pp. 1645–1659, 2018.
- [29] P. Seljom *et al.*, "Modelling the effects of climate change on the energy system—A case study of Norway," *Energy Policy*, vol. 39, no. 11, pp. 7310–7321, 2011.
- [30] J. Baumgartner, K. Gruber, S. G. Simoes, Y. M. Saint-Drenan, and J. Schmidt, "Less information, similar performance: Comparing machine learning-based time series of wind power generation to renewables.ninja," *Energies*, vol. 13, no. 9, 2020.
- [31] Y. M. Saint-Drenan *et al.*, "A parametric model for wind turbine power curves incorporating environmental conditions," *Renew. Energy*, vol. 157, pp. 754–768, 2020.
- [32] F. Amorim, S. G. Simoes, G. Siggini, and E. Assoumou, "Introducing climate variability in energy systems modelling," *Energy*, vol. 206, 2020.
- [33] Clim2Power, "Clim2Power outputs." [Online]. Available: <https://clim2power.com/outputs/>. [Accessed: 01-Dec-2020].
- [34] R. Loulou and G. Goldstein, "Documentation for the TIMES Model: Part I," no. July, pp. 1–78, 2016.
- [35] T. P. Hughes, *Networks of Power- Electrification in Western Society 1880-1930*. 1983.
- [36] Sciences Po, "Repère 7 : électricité. l'energie du développement," pp. 298–299, 2010.
- [37] CNUCED, *RAPPORT 2017 SUR LES PAYS LES MOINS AVANCÉS - L'accès à l'énergie comme vecteur de transformation*. 2017.
- [38] International Energy Agency, *Key world energy statistics*. 2018.
- [39] CCNUCC, "Rapport de la Conférence des Parties sur sa vingt et unième session, tenue à Paris du 30

novembre au 13 décembre 2015 Additif Deuxième partie : Mesures prises par la Conférence des Parties à sa vingt et unième session,” vol. 01194, pp. 1–40, 2016.

- [40] IPCC, “Global warming of 1.5°C,” 2019.
- [41] European Commission, “Une vision européenne stratégique à long terme pour une économie prospère, moderne, compétitive et neutre pour le climat.”
- [42] Eurelectric, “Decarbonization pathways- European economy,” no. May, 2018.
- [43] Eurelectric, “Power Choices: Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050,” p. 100, 2009.
- [44] Eurostat, “Detailed tables for main imports partners of petroleum oils and natural gas.” 2020.
- [45] Eurostat, “Energy data 2020 edition,” 2020.
- [46] International Hydropower Association, “hydropower status report 2018,” 2018.
- [47] IRENA, *Renewable energy statistics 2019*. 2019.
- [48] J. Bouttes and F. Dassa, *Europe De L’Électricité*. 2016.
- [49] V. Lagendijk, *Electrifying Europe - The power of Europe in the construction*, no. 2008. 2008.
- [50] C. Bouneau, “Les réseaux de transport d’électricité en Europe occidentale depuis la fin du XIX e siècle : de la diversité des modèles nationaux à la recherche de la convergence européenne ,” *Ann. Hist. l’électricité*, vol. 2, no. 1, p. 23, 2004.
- [51] C. Defeuilley, “Choix des consommateurs et libéralisation des marchés de l’électricité),” *Flux*, no. 84, pp. 31–41, 2011.
- [52] F. Mirabel, *La déréglementation des marchés de l’électricité et du gaz- Les grands enjeux économiques*. Paris, 2012.
- [53] S. Faye, *L’industrie de l’électricité : réglementation, structure du marché et performances*, no. 1. 2001.
- [54] C. Declercq and A. Vincent, “L’ouverture du marché de l’électricité,” 1997.
- [55] Parlement européen, “Marché intérieur de l’énergie,” 2020.
- [56] La Tribune, “Libéralisation des marchés européens de l’électricité: un verre à moitié plein,” 2016. [Online]. Available: https://www.latribune.fr/opinions/tribunes/liberalisation-des-marches-europeens-de-l-electricite-un-verre-a-moitie-plein-566646.html#_ftn1. [Accessed: 11-Jun-2020].
- [57] Prix-elec, “Le marché de l’électricité en Europe et dans le monde,” 2020. [Online]. Available: <https://prix-elec.com/energie/etranger#liberalisation>. [Accessed: 11-Jun-2020].
- [58] G. Erbach, “Understanding electricity markets in the EU,” *Eur. Parliamentary Res. Serv.*, no. November, p. 10, 2016.
- [59] Epex Spot, “Market Designers: Epex spot Annual Report 2018,” 2018.
- [60] Nord Pool, “Nord Pool Spot Annual Report 2018,” p. 52, 2018.
- [61] IRENA, *Power System Flexibility for the Energy Transition, Part 1: Overview for Policy Makers*, no. November. 2018.
- [62] ACER, “CAPACITY REMUNERATION MECHANISMS AND THE INTERNAL MARKET FOR ELECTRICITY,” 2013.
- [63] F. Amorim, A. Pina, H. Gerbelová, P. Pereira da Silva, J. Vasconcelos, and V. Martins, “Electricity

decarbonisation pathways for 2050 in Portugal: A TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) based approach in closed versus open systems modelling,” *Energy*, vol. 69, pp. 104–112, May 2014.

- [64] M. Fürsch, S. Hagspiel, C. Jägemann, S. Nagl, D. Lindenberger, and E. Tröster, “The role of grid extensions in a cost-efficient transformation of the European electricity system until 2050,” *Appl. Energy*, vol. 104, pp. 642–652, 2013.
- [65] G. Pleßmann and P. Blechinger, “How to meet EU GHG emission reduction targets? A model based decarbonization pathway for Europe’s electricity supply system until 2050,” *Energy Strateg. Rev.*, vol. 15, pp. 19–32, 2017.
- [66] C. Jägemann, M. Fürsch, S. Hagspiel, and S. Nagl, “Decarbonizing Europe’s power sector by 2050 — Analyzing the economic implications of alternative decarbonization pathways,” *Energy Econ.*, vol. 40, pp. 622–636, Nov. 2013.
- [67] D. Rossetti di Valdalbero, “Le poids de la modélisation dans les décisions européennes en matière d’énergie et d’environnement,” *Rev. l’Energie*, vol. 608, pp. 301–308, 2012.
- [68] V. Krakowski, “Intégration du renouvelable et stratégie de déploiement du réseau électrique : réconciliation d’échelles spatio-temporelles dans des exercices prospectifs de long terme,” PSL Research University, 2016.
- [69] H. Seifi and M. S. Sepasian, “Power System Planning, Basic Principles BT - Electric Power System Planning: Issues, Algorithms and Solutions,” H. Seifi and M. S. Sepasian, Eds. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2011, pp. 1–14.
- [70] l’EnerGEEK, “Les différents types de lignes électriques,” 2018. [Online]. Available: <https://lenergeek.com/2018/08/10/les-differents-types-de-lignes-electriques-tht-ht-mt-bt/>. [Accessed: 29-Aug-2020].
- [71] M. Drouineau, “Modélisation prospective et analyse spatio-temporelle : intégration de la dynamique du réseau électrique,” École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2012.
- [72] The European Commission, *RÈGLEMENT (UE) 2017/1485 DE LA COMMISSION du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l’électricité*, no. 2. 2017.
- [73] D. Souque, L. Chatonnet, and E. Monnot, “Réglage de tension - Rôles, obligations et organisation du producteur pour les besoins du système électrique en France,” 2013.
- [74] ACER, “Framework Guidelines on Electricity System Operation,” 2011.
- [75] Next-kraftwerke, “Stabilizing the grid with ancillary services.” [Online]. Available: <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/ancillary-services>. [Accessed: 29-Aug-2020].
- [76] ENTSO-E, “Short-term and Seasonal Adequacy Assessments Methodology,” 2020.
- [77] ENTSO-E, “ENTSO-E Target Methodology for Adequacy Assessment,” *Tech. Rep.*, no. July, p. 14, 2014.
- [78] ENTSO-E, “Winter Outlook 2020-2021,” 2020.
- [79] ENTSO-E, “3rd ENTSO-E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects Draft version (Draft version),” no. January, pp. 1–132, 2020.
- [80] H. Hahn, S. Meyer-Nieberg, and S. Pickl, “Electric load forecasting methods: Tools for decision making,” *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 199, no. 3, pp. 902–907, 2009.
- [81] A. S. R. Subramanian, T. Gundersen, and T. A. Adams, “Modeling and simulation of energy systems: A review,” *Processes*, vol. 6, no. 12, 2018.

- [82] S. C. Bhattacharyya and G. R. Timilsina, "A review of energy system models," *Int. J. Energy Sect. Manag.*, vol. 4, no. 4, pp. 494–518, 2010.
- [83] N. Van Beeck, "Classification of energy models," 1999.
- [84] L. M. H. Hall and A. R. Buckley, "A review of energy systems models in the UK: Prevalent usage and categorisation," *Appl. Energy*, vol. 169, pp. 607–628, 2016.
- [85] R. Loulou and G. Goldstein, "Documentation for the TIMES Model: Part I," no. July, pp. 1–78, 2016.
- [86] A. Herbst, F. Toro, F. Reitze, and E. Jochem, "Introduction to energy systems modelling," *Swiss J. Econ. Stat.*, vol. 148, no. 2, pp. 111–135, Apr. 2012.
- [87] Stockholm Environment Institute, "User Guide for LEAP 2005 May 2005," no. May, 2005.
- [88] IAEA, "Model for Analysis of Energy Demand (MAED-2) User's Manual," *Int. At. Energy Agency*, p. 196 pp., 2006.
- [89] P. I. Helgesen, "Top-down and Bottom-up : Combining energy system models and macroeconomic general equilibrium models," *CenSES Work. Pap.*, p. 30, 2013.
- [90] H. Lund *et al.*, "Simulation versus optimisation: Theoretical positions in energy system modelling," *Energies*, vol. 10, no. 7, pp. 1–17, 2017.
- [91] Wikipédia, "Input-output model," 2020. [Online]. Available: https://en.wikipedia.org/wiki/Input-output_model. [Accessed: 25-Mar-2020].
- [92] H. Pollitt, "E3ME Technical Manual v6.1," no. March, 2019.
- [93] A. Suwa, "Les modèles d'équilibre général calculable," pp. 69–76, 2018.
- [94] S. W. Pickl, "Energy Modelling with System Dynamics," p. 70, 2013.
- [95] P. J. Vermeulen and D. C. J. De Jongh, "Growth in a finite world-a comprehensive sensitivity analysis," *Automatica*, 1977.
- [96] E. Assoumou, "Modélisation MARKAL pour la planification énergétique long terme dans le contexte français," Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2006.
- [97] J.-P. Hansen, J. Percebois, and A. Janssens, *Energie- Economie et politiques*, 3e édition. 2019.
- [98] J.-C. Hourcade, M. Jaccard, C. Bataille, and F. Ghersi, "Hybrid Modeling: New Answers to Old Challenges Introduction to the Special Issue of The Energy Journal," *Energy J.*, vol. SI2006, no. 01, pp. 1–12, 2006.
- [99] A. Djemaa, "Modélisation bottom-up , un outil d'aide à la décision long terme pour les mesures politiques en matière d'énergie et d'environnement : le modèle TIMES appliqué aux industries grandes consommatrices d'énergie," École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2009.
- [100] J. P. Deane, A. Chiodi, M. Gargiulo, and B. P. Ó Gallachóir, "Soft-linking of a power systems model to an energy systems model," *Energy*, vol. 42, no. 1, pp. 303–312, 2012.
- [101] L. G. Fishbone and H. Abilock, "Markal, a linear-programming model for energy systems analysis: Technical description of the bnl version," *Int. J. Energy Res.*, vol. 5, no. 4, pp. 353–375, 1981.
- [102] E. D. and C. T. E. B. D. and G. D. J. F. G. E. VAN DER VOORT, *ENERGY SUPPLY Modelling Package Mathematical description*. 1984.
- [103] ORDECYS, KanORS, HALOA, KU Leuven Energy Institute, "EFDA World TIMES Model," 2004.

- [104] P. Fortes, S. G. Simoes, J. P. Gouveia, and J. Seixas, "Electricity, the silver bullet for the deep decarbonisation of the energy system? Cost-effectiveness analysis for Portugal," *Appl. Energy*, pp. 292–303, Mar. 2019.
- [105] O. Balyk *et al.*, "TIMES-DK: Technology-rich multi-sectoral optimisation model of the Danish energy system," *Energy Strateg. Rev.*, 2019.
- [106] S. Simoes *et al.*, "The JRC-EU-TIMES model. Assessing the long-term role of the SET Plan Energy technologies," 2013.
- [107] S. Selosse and O. Ricci, "Achieving negative emissions with BECCS (bioenergy with carbon capture and storage) in the power sector: New insights from the TIAM-FR (TIMES Integrated Assessment Model France) model," *Energy*, 2014.
- [108] T. H. Y. Føyn, K. Karlsson, O. Balyk, and P. E. Grohnheit, "A global renewable energy system: A modelling exercise in ETSAP/TIAM," *Appl. Energy*, 2011.
- [109] R. Loulou and M. Labriet, "ETSAP-TIAM: The TIMES integrated assessment model Part I: Model structure," *Comput. Manag. Sci.*, vol. 5, no. 1–2, pp. 7–40, 2008.
- [110] UCL, "TIAM-UCL." [Online]. Available: <https://www.ucl.ac.uk/energy-models/models/tiam-ucl/tiam-ucl-description>. [Accessed: 27-Mar-2020].
- [111] G. Anandarajah, W. McDowall, and P. Ekins, "Decarbonising road transport with hydrogen and electricity: Long term global technology learning scenarios," *Int. J. Hydrogen Energy*, 2013.
- [112] R. Loulou and G. Goldstein, "Documentation for the TIMES Model - Part II," no. April, p. 384, 2016.
- [113] The European Commission- DG Energy, "Quarterly report on European electricity markets," vol. 12, no. 4, 2019.
- [114] ENTSO-E, "ENTSO-E European Network for Transmission System Operators Transparency Platform," 2019. [Online]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>.
- [115] ENTSO-E, "SFTP-Transparency_Docs," 2018. [Online]. Available: https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static content/knowledge base/SFTP-Transparency_Docs.html#welcome. [Accessed: 22-Jul-2020].
- [116] ENTSO-E, "Installed Capacity per Production Type." [Online]. Available: https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static content/knowledge base/data-views/generation/Data-view Installed Capacity per Production Type.html. [Accessed: 22-Jul-2020].
- [117] ENTSO-E, "Actual Generation per Generation Unit." [Online]. Available: https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static content/knowledge base/data-views/generation/Data-view Actual Generation per Generation Unit.html. [Accessed: 22-Jul-2020].
- [118] ENTSO-E, "Total Load-Day Ahead-Actual." [Online]. Available: https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static content/knowledge base/data-views/load-domain/Data-view Total Load - Day Ahead - Actual.html. [Accessed: 22-Jul-2020].
- [119] ENTSO-E, "Cross Border Physical Flows." [Online]. Available: https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static content/knowledge base/data-views/transmission-domain/Data-view Cross Border Physical Flows.html. [Accessed: 22-Jul-2020].
- [120] European Commission, "EU energy statistical pocketbook and country datasheets | Energy." [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/energy_statistical_countrydatasheets.xlsx. [Accessed: 22-Jul-2020].

- [121] IRENA, “IRENA_RE_electricity_statistics_-_Query_tool_2020.” 2020.
- [122] IRENA, “Publications,” 2020. [Online]. Available: https://www.irena.org/publicationsearch?irena_topic=440b8182ba8941d291b9aefac97fef47. [Accessed: 23-Jul-2020].
- [123] International Hydropower Association, “Hydropower Status Report 2017,” 2017.
- [124] WindEurope, “Wind in power- 2016 European statistics,” no. February, p. 24, 2017.
- [125] WindEurope, “Wind in power 2017- Annual combined onshore and offshore wind energy statistics,” 2018.
- [126] WindEurope, “Wind energy in Europe in 2018 - Trends and statistics,” 2019.
- [127] WindEurope, “Wind energy in Europe,” 2020.
- [128] Eurostat, “Base de données - Eurostat.” [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/fr/data/database>. [Accessed: 23-Jul-2020].
- [129] Eurostat, “Bulk download | Eurostat.” [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/estat-navtree-portlet-prod/BulkDownloadListing?sort=1&dir=data>. [Accessed: 23-Jul-2020].
- [130] EDF, “Une production nucléaire plus flexible , au service du développement des énergies renouvelables,” 1980.
- [131] C. Cany, “Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité,” p. 347, 2017.
- [132] A. Lokhov, “Load-following with nuclear power plants,” *NEA News*, no. 29, pp. 18–20, 2011.
- [133] Nuclear Energy Agency [NEA], “Technology Roadmap Update for Generation IV Nuclear Energy Systems,” *Gen IV Int. Forum*, pp. 1–66, 2014.
- [134] l'EnerGEEK, “Les petits réacteurs modulaires : quels enjeux et quel avenir ?,” 2019. [Online]. Available: <https://lenergeek.com/2019/09/25/petits-reacteurs-modulaires-smr-enjeux-avenir/>. [Accessed: 22-Nov-2020].
- [135] IAEA, “Petits réacteurs modulaires,” 2019. [Online]. Available: <https://www.iaea.org/fr/themes/petits-reacteurs-modulaires>. [Accessed: 22-Nov-2020].
- [136] EURACOAL, “Coal in Europe 2018,” 2018.
- [137] Europe Beyond Coal, “European Coal Plant Database,” 2017.
- [138] K. K., D. F. M., H. G. I., and B. A., “JRC Open Power Plants Database (JRC-PPDB-OPEN),” Dec. 2019.
- [139] Global Energy Observatory, Google, KTH Royal Institute of Technology in Stockholm, Enipedia, and World Resources Institute, “Global Power Plant Database,” *Resour. Watch Google Earth Engine*, 2018.
- [140] K. Vaillancourt, “Coal Mining and Logistics,” 2014.
- [141] Booz & Company, “Understanding Lignite Generation Costs in Europe,” 2012.
- [142] EESTI ENERGIA, VIRU KEEMIA GRUPP, KIVIOLI KEEMIATÖÖSTUS, and THE OIL SHALE COMPETENCE CENTRE, “Estonian Oil Shale Industry Yearbook,” 2018.
- [143] Easac, “A study on the EU oil shale industry – viewed in the light of the Estonian experience,” *Energy*, no. May, pp. 1–65, 2007.
- [144] Y.-M. Saint-Drenan, L. Wald, T. Ranchin, L. Dubus, and A. Troccoli, “An approach for the estimation of

the aggregated photovoltaic power generated in several European countries from meteorological data,” *Adv. Sci. Res.*, vol. 15, pp. 51–62, 2018.

- [145] European Commission, “EMHIRES datasets,” 2019. [Online]. Available: <https://setis.ec.europa.eu/EMHIRES-datasets>. [Accessed: 26-Jul-2020].
- [146] H. Thomas, C. Francesco, and M. Fabio, *EMHIRES dataset Part II : Solar power generation*. 2017.
- [147] I. Gonzalez Aparicio, A. Zucker, F. Careri, F. Monforti, T. Huld, and J. Badger, *EMHIRES dataset Part I: Wind power generation*. 2016.
- [148] National Energy Authority of Iceland, “Data repository| National Energy Authority.” [Online]. Available: <https://nea.is/the-national-energy-authority/energy-data/data-repository/>. [Accessed: 27-Jul-2020].
- [149] European Commission-Joint Research Centre, *Low carbon energy observatory-Hydropower Technology market report*. 2019.
- [150] R. Shortall, A. Uihlein, and S. Carrara, *Geothermal Energy Technology Market Report 2018*. 2019.
- [151] N. Spittler, B. Davidsdottir, E. Shafiei, J. Leaver, E. I. Asgeirsson, and H. Stefansson, “The role of geothermal resources in sustainable power system planning in Iceland,” *Renew. Energy*, 2020.
- [152] European Geothermal Energy Council, “EGEC Geothermal Market Report, 2018,” p. 20, 2019.
- [153] Bioenergy Europe, “Statistical Report,” 2018.
- [154] JRC, “Brief on biomass for energy in the European Union,” 2019.
- [155] P. Ruiz, A. Sgobbi, W. Nijs, F. D. Longa, and T. Kober, *Bioenergy potentials for EU and neighbouring countries*. 2015.
- [156] JRC, “ENSPRESO BIOMASS.” JRC, 2019.
- [157] European Commission, “JRC Data Catalogue.” [Online]. Available: <https://data.jrc.ec.europa.eu/collection/id-00138>. [Accessed: 18-Jul-2020].
- [158] IEA Bioenergy, “Norway – 2018 update,” 2018.
- [159] N. Scarlat, J. F. Dallemand, O. J. Skjelhaugen, D. Asplund, and L. Nesheim, “An overview of the biomass resource potential of Norway for bioenergy use,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2011.
- [160] SFOE, “Energy Consumption in Switzerland 2016,” *Swiss Fed. Off. Energy*, no. June, pp. 1–8, 2017.
- [161] Ocean Energy Systems (OES); International Energy Agency, “An Overview of Ocean Energy Activities in 2018,” 2018.
- [162] European Association for Storage of Energy, “EASE Storage,” 2020. [Online]. Available: <https://ease-storage.eu/energy-storage/technologies/>. [Accessed: 09-Aug-2020].
- [163] Wikipédia, “Superconducting Magnetic Energy Storage,” 2020. [Online]. Available: <https://fr.wikipedia.org/wiki/SMES>. [Accessed: 10-Aug-2020].
- [164] Connaissance des énergies, “CAES: définition du stockage d’énergie par air comprimé,” 2013. [Online]. Available: <https://www.connaissancesenergies.org/fiche-pedagogique/caes-stockage-par-air-comprime>. [Accessed: 05-Aug-2020].
- [165] M. Gimeno-Gutiérrez and R. Lacal-Arántegui, “Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage storage potential,” 2013.

- [166] G. Guerassimoff and L. Adegnon, *L'hydrogène: un vecteur pour la transition énergétique*, Collection. Paris, 2020.
- [167] ADEME, “L’hydrogène dans la transition énergétique,” 2018.
- [168] ENTSO-E, “Statistical Factsheet 2018,” *Entso-E*, no. April, pp. 1–8, 2018.
- [169] Commission de régulation de l’énergie, “FLOW-BASED.” [Online]. Available: <https://www.cre.fr/Pages-annexes/Glossaire/FLOW-BASED>. [Accessed: 14-Aug-2020].
- [170] KU Leuven Energy Institute, “EI Fact sheet: Cross-border electricity trading: towards flow-based market coupling,” 2015.
- [171] ENTSO-E, “Cross-Border Transmission Capacity,” no. October, 2001.
- [172] ENTSO-E, “Project list TYNDP2016 assessments.” 2016.
- [173] ACER, “Opinion of the Agency for the Cooperation of energy Regulators N 08/2017,” 2017. [Online]. Available: https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwinkcbb_OvcAhVGecAKHVbIDQEQQFjABegQICRAC&url=https%3A%2F%2Fwww.acer.europa.eu%2FOfficial_documents%2FActs_of_the_Agency%2FOpinions%2FOpinions%2FACER%2520Opinion%252008. [Accessed: 14-Aug-2018].
- [174] Global CCS Institute, “Global Status Report,” 2019.
- [175] K. Burnard, “IEAGHG Technical Review June 2017 CCS Industry Build-Out Rates – Comparison with Industry Analogues,” 2017.
- [176] EU Geocapacity, “EU GeoCapacity Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide,” 2009.
- [177] Eurostat, “CHPdata2005-2017.” 2019.
- [178] A. Bouhalib and M. Benabdallah, “La planification par scénarios. Développement d’une échelle de mesure,” *La Rev. des Sci. Gest.*, vol. 294, no. 6, pp. 47–58, 2018.
- [179] J. DeCarolis *et al.*, “Formalizing best practice for energy system optimization modelling,” *Appl. Energy*, vol. 194, pp. 184–198, 2017.
- [180] L. Börjeson, M. Höjer, K. H. Dreborg, T. Ekvall, and G. Finnveden, “Scenario types and techniques: Towards a user’s guide,” *Futures*, vol. 38, no. 7, pp. 723–739, 2006.
- [181] D. Finon, “Optimisation model for the French energy sector,” *Energy Policy*, vol. 2, no. 2, pp. 136–151, 1974.
- [182] European Commission, “EU Reference Scenario 2016,” 2016.
- [183] European Commission, “Archive:People in the EU - population projections - Statistics Explained,” 2017. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?oldid=358171#Source_data_for_tables_and_figures_.28MS_Excel.29. [Accessed: 09-Jul-2020].
- [184] Eurostat, “Archive:People in the EU - population projections - Statistics Explained,” 2019. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?oldid=458863#Population_projections. [Accessed: 09-Jul-2020].
- [185] Eurostat, “People in the EU – population projections - Statistics Explained,” 2016.
- [186] Eurostat, “The EU’s population projected up to 2100 - Product - Eurostat,” 2019. [Online]. Available:

<https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/DDN-20190710-1>. [Accessed: 09-Jul-2020].

- [187] The European Commission- DG ECFIN, "The Ageing Report 2015," 2015.
- [188] RTE, "Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique," 2019.
- [189] M. Bessec and J. Fouquau, "The non-linear link between electricity consumption and temperature in Europe: A threshold panel approach," *Energy Econ.*, vol. 30, no. 5, pp. 2705–2721, 2008.
- [190] D. Connolly, D. Drysdale, K. Hansen, and T. Novosel, "Creating Hourly Profiles to Model both Demand and Supply," *Stratego*, p. 32, 2015.
- [191] France-Stratégie, "La valeur de l'action pour le Climat-Compléments," p. 190, 2019.
- [192] ADEME, "Base carbone v11," 2014.
- [193] D. García-Gusano, K. Espegren, A. Lind, and M. Kirkengen, "The role of the discount rates in energy systems optimisation models," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59. Elsevier Ltd, pp. 56–72, 01-Jun-2016.
- [194] The European Commission, "EU Reference Scenario 2016 Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050."
- [195] J. Steinbach and D. Staniaszek, "Discount rates in energy system analysis," 2015.
- [196] ELIA, "Adequacy and flexibility study for Belgium 2020 - 2030," p. 207, 2019.
- [197] K. Poncelet, E. Delarue, D. Six, J. Duerinck, and W. D'haeseleer, "Impact of the level of temporal and operational detail in energy-system planning models," *Appl. Energy*, 2016.
- [198] World Nuclear Association, "Economics of Nuclear Power," 2020. [Online]. Available: <https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>. [Accessed: 31-Oct-2020].
- [199] M. Haller, S. Ludig, and N. Bauer, "Decarbonization scenarios for the EU and MENA power system: Considering spatial distribution and short term dynamics of renewable generation," *Energy Policy*, vol. 47, pp. 282–290, Aug. 2012.
- [200] D. Keles and H. Ü. Yilmaz, "Decarbonisation through coal phase-out in Germany and Europe — Impact on Emissions, electricity prices and power production," *Energy Policy*, vol. 141, no. July 2019, p. 111472, 2020.
- [201] C. Gerbaulet, C. von Hirschhausen, C. Kemfert, C. Lorenz, and P. Y. Oei, "European electricity sector decarbonization under different levels of foresight," *Renew. Energy*, vol. 141, pp. 973–987, 2019.
- [202] The European Commission, "IN-DEPTH ANALYSIS IN SUPPORT OF THE COMMISSION COMMUNICATION COM (2018) 773 A Clean Planet for all A European long-term strategic vision for a prosperous , modern , competitive and Table of Contents," no. November, 2018.
- [203] J. Burton, T. Caetano, B. Merven, F. Ahjum, A. Hughes, and B. McCall, "The Impact of Stranding Power Sector Assets in South Africa: Using a Linked Model To Understand Economy-Wide Implications," *MAPS Work. Pap.*, no. 43, pp. 1–34, 2016.
- [204] Renews.biz, "UK wind powers to new generation high," 2019. [Online]. Available: <https://renews.biz/56883/uk-wind-powers-to-new-generation-high/>. [Accessed: 27-Nov-2020].
- [205] Renews.biz, "UK power supply hit by 'unusually low wind output''," 2020. [Online]. Available: <https://renews.biz/63781/uk-power-supply-hit-by-unusually-low-wind/>. [Accessed: 27-Nov-2020].

- [206] IFDD (Institution de la Francophonie pour le Développement Durable), “Le système électrique face aux changements climatiques.”
- [207] J. Cronin, G. Anandarajah, and O. Dessens, “Climate change impacts on the energy system: a review of trends and gaps,” *Clim. Change*, vol. 151, no. 2, pp. 79–93, Nov. 2018.
- [208] J. Weber *et al.*, “Impact of climate change on backup energy and storage needs in wind-dominated power systems in Europe,” pp. 1–20, 2018.
- [209] T. Gallo Cassarino, E. Sharp, and M. Barrett, “The impact of social and weather drivers on the historical electricity demand in Europe,” *Appl. Energy*, vol. 229, pp. 176–185, 2018.
- [210] H. E. Thornton, B. J. Hoskins, and A. A. Scaife, “The role of temperature in the variability and extremes of electricity and gas demand in Great Britain,” *Environ. Res. Lett.*, vol. 11, no. 11, 2016.
- [211] K. Solaun and E. Cerdá, “Climate change impacts on renewable energy generation. A review of quantitative projections,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 116, p. 109415, 2019.
- [212] S. Quoilin, I. Hidalgo Ganzalez, and A. Zucker, *Modelling Future EU Power Systems Under High Shares of Renewables The Dispa-SET 2.1 open-source model*, no. January. 2017.
- [213] Clim2Power, “CLIM2POWER – Translating Climate Data into Power Plant Operational Guidance WP3 Renewable Energy and Demand Simulation D3 . 2 – Simulation framework for bias corrected wind and solar PF for the whole of Europe,” no. Grant 690462, pp. 1–23, 2019.
- [214] Clim2Power, “CLIM2POWER – Translating Climate Data into Power Plant Operational Guidance WP3 Renewable Energy and Demand Simulation D3 . 4 – Report on methodologies applied in all case studies , on cross-validation , and on bias correction,” 2020.
- [215] Y. M. Saint-Drenan, S. Bofinger, R. Fritz, S. Vogt, G. H. Good, and J. Dobischinski, “An empirical approach to parameterizing photovoltaic plants for power forecasting and simulation,” *Sol. Energy*, vol. 120, pp. 479–493, 2015.
- [216] Y. M. Saint-Drenan, G. H. Good, and M. Braun, “A probabilistic approach to the estimation of regional photovoltaic power production,” *Sol. Energy*, vol. 147, pp. 257–276, 2017.
- [217] Y.-M. Saint-Drenan, L. Wald, T. Ranchin, L. Dubus, and A. Troccoli, “An approach for the estimation of the aggregated photovoltaic power generated in several European countries from meteorological data,” *Adv. Sci. Res.*, vol. 15, pp. 51–62, 2018.
- [218] S. Pfenninger and I. Staffell, “Renewables.ninja.” [Online]. Available: <https://www.renewables.ninja/>. [Accessed: 27-Jul-2020].
- [219] I. Gonzalez Aparicio, A. Zucker, F. Careri, F. Monforti, T. Huld, and J. Badger, “European Meteorological derived HIgh resolution RES generation time series for present and future scenarios EMHIREs dataset Part I: Wind power generation 2016 EUR 28171 EN,” 2016.
- [220] DWD *et al.*, “Cosmo-model,” 2016. [Online]. Available: <http://www.cosmo-model.org/content/model/general/default.htm>. [Accessed: 25-Nov-2020].
- [221] C. Bollmeyer *et al.*, “Towards a high-resolution regional reanalysis for the European CORDEX domain,” *Q. J. R. Meteorol. Soc.*, vol. 141, no. 686, pp. 1–15, Jan. 2015.
- [222] M. C. Peel, T. A. McMahon, and B. L. Finlayson, “Continental differences in the variability of annual runoff-update and reassessment,” *J. Hydrol.*, vol. 295, no. 1–4, pp. 185–197, 2004.
- [223] H. E. Beck, N. E. Zimmermann, T. R. McVicar, N. Vergopolan, A. Berg, and E. F. Wood, “Present and future köppen-geiger climate classification maps at 1-km resolution,” *Sci. Data*, vol. 5, pp. 1–12, 2018.

- [224] M. C. Peel, B. L. Finlayson, and T. A. McMahon, "Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification," *Hydrol. Earth Syst. Sci.*, vol. 11, no. 5, pp. 1633–1644, 2007.
- [225] D. J. Kriticos *et al.*, "CliMond: Global high-resolution historical and future scenario climate surfaces for bioclimatic modelling," *Methods Ecol. Evol.*, vol. 3, no. 1, pp. 53–64, 2012.
- [226] M. Köttek, J. Grieser, C. Beck, B. Rudolf, and F. Rubel, "World map of the Köppen-Geiger climate classification updated," *Meteorol. Zeitschrift*, vol. 15, no. 3, pp. 259–263, 2006.
- [227] T. Chen and C. Guestrin, "XGBoost: A Scalable Tree Boosting System," in *Proceedings of the 22Nd ACM SIGKDD International Conference on Knowledge Discovery and Data Mining*, 2016, pp. 785–794.
- [228] Clim2Power, "Clim2Power outputs," 2020. [Online]. Available: <https://clim2power.com/outputs/promotional-material/>. [Accessed: 29-Nov-2020].
- [229] K. Poncelet, E. Delarue, D. Six, J. Duerinck, and W. D'haeseleer, "Impact of the level of temporal and operational detail in energy-system planning models," *Appl. Energy*, vol. 162, pp. 631–643, 2016.
- [230] S. Collins *et al.*, "Integrating short term variations of the power system into integrated energy system models: A methodological review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017.
- [231] S. Simoes, M. Zeyringer, D. Mayr, T. Huld, W. Nijs, and J. Schmidt, "Impact of different levels of geographical disaggregation of wind and PV electricity generation in large energy system models: A case study for Austria," *Renew. Energy*, vol. 105, pp. 183–198, 2017.
- [232] M. Haller, S. Ludig, and N. Bauer, "Decarbonization scenarios for the EU and MENA power system: Considering spatial distribution and short term dynamics of renewable generation," *Energy Policy*, vol. 47, pp. 282–290, 2012.
- [233] Eurostat, "NUTS - Nomenclature des Unités Territoriales Statistiques." [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/fr/web/nuts/background>. [Accessed: 26-Oct-2020].
- [234] S. S. Collins *et al.*, "Integrating short term variations of the power system into integrated energy system models: A methodological review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, no. January, pp. 839–856, 2017.
- [235] J. P. Deane, A. Chiodi, M. Gargiulo, and B. P. Ó Gallachóir, "Soft-linking of a power systems model to an energy systems model," *Energy*, vol. 42, no. 1, pp. 303–312, 2012.
- [236] M. Pavičević *et al.*, "The potential of sector coupling in future European energy systems: Soft linking between the Dispa-SET and JRC-EU-TIMES models," *Appl. Energy*, vol. 267, p. 115100, 2020.
- [237] C. Yuan, C. Gu, F. Li, B. Kuri, and R. W. Dunn, "New Problem Formulation of Emission Constrained Generation Mix," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 4064–4071, 2013.
- [238] P. Nahmmacher, E. Schmid, L. Hirth, and B. Knopf, "Carpe diem: A novel approach to select representative days for long-term power system modeling," *Energy*, vol. 112, pp. 430–442, 2016.
- [239] K. Poncelet, H. Hoschle, E. Delarue, A. Virág, and W. Drhaeseleer, "Selecting representative days for capturing the implications of integrating intermittent renewables in generation expansion planning problems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 1936–1948, 2017.
- [240] M. Shahidehpour, G. D. Irisarri, E. Power, S. Control, and S. Energy, "SHORT-TERM GENERATION SCHEDULING WITH TRANSMISSION AND ENVIRONMENTAL CONSTRAINTS USING AN AUGMENTED LAGRANGIAN RELAXATION," vol. 10, no. 3, pp. 1294–1301, 1995.
- [241] D. Zelazo, R. Dai, and M. Mesbahi, "An energy management system for off-grid power systems," *Energy Syst.*, vol. 3, no. 2, pp. 153–179, 2012.

- [242] S. Nikolova, A. Causevski, and A. Al-Salaymeh, “Optimal operation of conventional power plants in power system with integrated renewable energy sources,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 65, pp. 697–703, 2013.
- [243] C. Müller *et al.*, “Modeling framework for planning and operation of multi-modal energy systems in the case of Germany,” *Appl. Energy*, vol. 250, no. January, pp. 1132–1146, 2019.
- [244] J. Frédéric Bonnans, J. Charles Gilbert, C. Lemaréchal, and C. A. Sagastizábal, *Numerical optimization: Theoretical and practical aspects*. 2006.
- [245] C. Lemaréchal, “Lagrangian relaxation,” *Lect. Notes Comput. Sci. (including Subser. Lect. Notes Artif. Intell. Lect. Notes Bioinformatics)*, vol. 2241, pp. 112–156, 2001.
- [246] W. de Oliveira, C. Sagastizábal, and C. Lemaréchal, “Convex proximal bundle methods in depth: a unified analysis for inexact oracles,” *Math. Program.*, vol. 148, no. 1–2, pp. 241–277, 2014.
- [247] A. Pina, C. Silva, and P. Ferrão, “Modeling hourly electricity dynamics for policy making in long-term scenarios,” *Energy Policy*, vol. 39, no. 9, pp. 4692–4702, 2011.
- [248] R. Kannan and H. Turton, “A Long-Term Electricity Dispatch Model with the TIMES Framework,” *Environ. Model. Assess.*, vol. 18, no. 3, pp. 325–343, Jun. 2013.
- [249] P. Dodds, *Hydrogen modelling in TIMES – a summary of the inputs, outputs, and best practice RES*. 2020.
- [250] G. Krinner *et al.*, “Long-term climate change: Projections, commitments and irreversibility,” *Clim. Chang. 2013 Phys. Sci. Basis Work. Gr. I Contrib. to Fifth Assess. Rep. Intergov. Panel Clim. Chang.*, vol. 9781107057, pp. 1029–1136, 2013.
- [251] ETH Zurich, “The limitations of climate models,” 2012. [Online]. Available: <https://phys.org/news/2012-11-limitations-climate.html>. [Accessed: 22-Nov-2020].
- [252] A. Boubault, S. Kang, and N. Maïzi, “Closing the TIMES Integrated Assessment Model (TIAM-FR) Raw Materials Gap with Life Cycle Inventories,” *J. Ind. Ecol.*, vol. 23, no. 3, pp. 587–600, 2019.
- [253] E. Hache, G. S. Seck, M. Simoen, C. Bonnet, and S. Carcanague, “Critical raw materials and transportation sector electrification: A detailed bottom-up analysis in world transport,” *Appl. Energy*, vol. 240, pp. 6–25, Apr. 2019.
- [254] Office fédéral de l’énergie OFEN, “Statistique global suisse de l’énergie 2018.” 2018.
- [255] Y.-M. Saint-Drenan *et al.*, “A parametric model for wind turbine power curves incorporating environmental conditions (submitted),” *Electr. Eng. Syst. Sci.*, 2019.
- [256] Bioenergy Europe, “Bioenergy Europe Statistical Report,” Brussels, 2019.
- [257] Statistique globale de l’énergie - Suisse, “Open Government Data,” 2020. [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/news-und-medien/open-government-data.exturl.html/>.
- [258] OFFICE FEDERAL DE L’ENERGIE SUISSE, “Energie de la biomasse,” 2020. [Online]. Available: <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/versorgung/erneuerbare-energien/biomasse.exturl.html/aHR0cHM6Ly9wdWJkYi5iZmUuYWRtaW4uY2gvZGUvcHVibGljYX/Rpb24vZG93bmvxYWQvODc4Nw==.html>. [Accessed: 01-Aug-2020].
- [259] European Commission, “National renewable energy plans 2020,” 2020. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/energy/topics/renewable-energy/national-renewable-energy-action-plans-2020_en. [Accessed: 25-Aug-2020].
- [260] Federal Ministry Republic of Austria Sustainability and Tourism and Federal Ministry Republic of

Austria Transport Innovation and Technology, “Austrian Climate and Energy Strategy,” *Mission 2030*, pp. 1–90, 2018.

- [261] The United Nations, “Objectifs de développement durable,” 2020. [Online]. Available: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/fr/objectifs-de-developpement-durable/>. [Accessed: 18-Feb-2020].
- [262] The United Nations, “Agenda 2030,” 2015. [Online]. Available: <https://www.agenda-2030.fr/agenda-2030-5>. [Accessed: 18-Feb-2020].
- [263] Wikipédia, “Objectifs de développement durable,” 2020. [Online]. Available: https://fr.wikipedia.org/wiki/Objectifs_de_d%C3%A9veloppement_durable. [Accessed: 18-Feb-2020].
- [264] CEER (Council of European Energy Regulators), “6th CEER benchmarking report on the quality of electricity and gas supply,” 2016.
- [265] D. Auverlot *et al.*, “The Crisis of the European Electricity System - Diagnosis and possible ways forward,” no. jANUARy, p. 124, 2014.
- [266] Wikipédia, “Générations de réacteurs nucléaires,” 2020. [Online]. Available: https://fr.wikipedia.org/wiki/G%C3%A9n%C3%A9rations_de_r%C3%A9acteurs_nucl%C3%A9aires. [Accessed: 02-Aug-2020].

RÉSUMÉ

L'électricité tient indéniablement une place prépondérante dans les sociétés modernes. Elle constitue un des moteurs de la croissance économique et innombrables sont aujourd'hui les usages finaux dépendant des flux d'électrons. Face aux défis du changement climatique, différents objectifs à moyen ou long terme servent à guider l'action politique vers la décarbonisation du mix de production électrique majoritairement fossile. L'évolution du mix européen en particulier est marquée par l'intégration d'une part croissante de moyens renouvelables intermittents. La forte dépendance climatique de ce mode de production, vouée à croître dans le futur, soulève néanmoins des questions sur l'opération du système électrique. Comment la forte interdépendance entre les systèmes interconnectés évoluera-t-elle face à la distribution géographique variable de la production intermittente ? Quels sont les besoins de flexibilité/de coopération associés à cette évolution ? Dans quelle mesure l'incertitude climatique pourrait-elle affecter les objectifs de long terme ?

A travers la modélisation prospective des systèmes énergétiques, il est possible d'identifier sur un horizon temporel fini et sous diverses contraintes, une architecture optimale des flux de commodités et des technologies (actuelles et futures) conduisant à une satisfaction de la demande finale à un coût total minimal. Dans le cadre de systèmes interconnectés incluant de la production renouvelable, cette exploration à long terme est rendue plus complexe du fait de la variabilité climatique et des différentes formes d'incertitudes induites. Cette thèse s'inscrit dans le cadre du projet Clim2Power regroupant 12 équipes de recherche à travers toute l'Europe et visant à traduire des données de projections climatiques en données opérationnelles pour les différents acteurs du secteur électrique. Nous y développons un nouveau modèle d'optimisation bottom-up de type MARKAL TIMES du système électrique européen (eTIMES-EU). Il réalise une description détaillée de son infrastructure et de son fonctionnement infra-journalier servant à discuter son évolution à long terme. A travers celui-ci, nous proposons une approche originale pour traiter de l'incidence de la variabilité climatique sur la demande électrique, les ressources solaires, éoliennes et hydrauliques dans des scénarios contrastés portant sur le mix électrique européen à l'horizon 2050. Ces scénarios, formulés autour de différents niveaux d'engagement dans la décarbonisation, intègrent des hypothèses sur les niveaux de demande futurs, la disponibilité des technologies, l'utilisation des interconnexions et les politiques nationales face aux moyens charbon et nucléaire. Nous proposons de plus une approche numérique qui traite de la résolution des problèmes multi-régions. Elle permet, grâce à la relaxation lagrangienne, de traiter des sous problèmes équivalents plus faciles à résoudre et fournissant une heuristique dans la résolution du problème global.

MOTS CLÉS

Système électrique, décarbonisation, modélisation prospective, variabilité climatique, relaxation lagrangienne

ABSTRACT

Electricity undeniably holds a predominant place in modern societies. It is one of the engines of economic growth and countless end uses depend on the flow of electrons. Faced with the challenges of climate change, various medium- and long-term objectives serve to guide political action towards the decarbonization of the predominantly fossil fuel-based electricity production mix. The evolution of the European mix in particular is marked by the integration of a growing share of intermittent renewable resources. The strong climatic dependence of this mode of production, destined to grow in the future, nevertheless raises questions about the operation of the power system. How will the strong interdependence between interconnected systems evolve in the face of the variable geographical distribution of intermittent generation? What are the flexibility/cooperation needs associated with this evolution? To what extent could climate uncertainty impact long-term objectives?

Through prospective modeling of energy systems, it is possible to identify, over a finite time horizon and under various constraints, an optimal architecture of commodity flows and technologies (current and future) leading to the satisfaction of final demand at minimum total cost. In the context of interconnected systems and including renewable generation, this long-term exploration is made more complex due to climate variability and various forms of induced uncertainties.

This thesis is part of the Clim2Power project gathering 12 research teams across Europe and aiming at translating climate projection data into operational data for the different actors of the power sector. We are developing a new bottom-up optimization model of the European electricity system (eTIMES-EU). It provides a detailed description of its infrastructure and its intra-day operation, which is used to discuss its long-term evolution. Through it, we propose an original approach to address the impact of climate variability on electricity demand, solar, wind and hydro resources in contrasting scenarios for the European electricity mix until 2050. These scenarios, formulated around different levels of commitment to decarbonisation, integrate assumptions on future demand levels, technology availability, use of interconnections and national policies regarding coal and nuclear resources. In addition, we propose a numerical approach that addresses multi-regional problem solving. It allows, thanks to Lagrangian relaxation, to deal with equivalent sub-problems that are easier to solve and provides a heuristic in the resolution of the global problem.

KEYWORDS

Power system, decarbonization, prospective modeling, climate variability, lagrangian relaxation