



**HAL**  
open science

# Flexibilité et interactions de long terme dans les systèmes multi-énergies : analyse technico-économique des nouvelles filières gazières et électriques en France

Rémy Doudard

► **To cite this version:**

Rémy Doudard. Flexibilité et interactions de long terme dans les systèmes multi-énergies : analyse technico-économique des nouvelles filières gazières et électriques en France. Energie électrique. Université Paris sciences et lettres, 2018. Français. NNT : 2018PSLEM067 . tel-02352009

**HAL Id: tel-02352009**

**<https://pastel.hal.science/tel-02352009>**

Submitted on 6 Nov 2019

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

# THÈSE DE DOCTORAT

de l'Université de recherche Paris Sciences et Lettres  
PSL Research University

Préparée à MINES ParisTech

Flexibilité et interactions de long terme dans les systèmes  
multi-énergies : analyse technico-économique des nouvelles  
filiales gazières et électriques en France

**Ecole doctorale n°84**

Sciences et Technologies de l'Information et de la Communication

**Spécialité** « Contrôle, Optimisation, Prospective »

**Soutenue par Rémy DOUDARD**  
**le 17 décembre 2018**

Dirigée par **Edi ASSOUMOU**

## COMPOSITION DU JURY :

Mme. Catherine AZZARO-PANTEL  
INP-ENSIACET, Rapporteur

M. Olivier BAHN  
HEC Montréal, Rapporteur

M. François MIRABEL  
Université Montpellier 1, Examineur et  
président du jury

Mme. Nadia MAÏZI  
MINES ParisTech, Examineur

M. Edi ASSOUMOU  
MINES ParisTech, Examineur

Mme. Carole BARON  
GRTgaz, Invité





*A ma famille,  
« Keep The Pressure »*

# Remerciements

Lorsque l'on me demande ma date d'arrivée au Centre de Mathématiques Appliquées de MINES ParisTech, je réponds d'abord « c'était hier », puis « c'était il y a quatre ans ». C'était hier, tant l'instruction et les échanges furent riches, les rencontres nombreuses. Merci à Nadia Maïzi et Gilles Guerassimoff d'avoir constitué un programme d'enseignement aussi enrichissant et pertinent, et de m'avoir transmis leurs connaissances avec passion durant le Mastère OSE. Ma thèse professionnelle du Mastère me donna l'opportunité de rencontrer Edi Assoumou qui me transmet naturellement sa passion pour l'exploration du long terme.

La genèse du projet de thèse est liée à cette envie d'approfondir ce que nous avons entrepris durant le stage. Je remercie vivement Nadia pour l'établissement du partenariat avec GRTgaz, ainsi que Manuel Bonnier et Barbara Pichayrou pour le soutien et l'intérêt qu'ils ont porté au sujet. J'eus ainsi l'opportunité d'être en immersion au siège de l'entreprise à Bois-Colombes, au sein de la Direction Commerciale et de la Direction Stratégie et Régulation. Je remercie l'ensemble des équipes avec qui j'ai échangé pour leurs conseils et leur disponibilité. Le suivi de la thèse au sein de GRTgaz fut assuré par Carole Baron, chargée de mission stratégique.

Un très grand merci à Edi et Carole pour l'encadrement d'excellente qualité dont j'ai pu bénéficier tout au long de ces trois ans de thèse. La disponibilité et l'écoute dont vous avez fait preuve m'ont permis de travailler dans des conditions exceptionnelles, et ainsi de réunir toutes les conditions pour que ce travail de thèse soit le plus épanouissant possible. Je remercie également vivement les équipes de GRTgaz ayant assisté aux comités de pilotage.

Un très grand merci à mes collègues du CMA qui m'ont donné beaucoup de cœur à l'ouvrage. Jérôme Gutierrez m'a beaucoup appris lorsqu'il s'est agi de construire le modèle que j'ai utilisé pour mon travail de thèse. Merci également à Ariane Millot, Thomas Le Gallic et François Briens avec qui j'ai exploré la question de la neutralité carbone pour la France en 2072. Travailler sur un horizon de 55 ans fut absolument passionnant. Ariane, Thomas et François, je vous dis « rendez-vous en 2072 ».

Merci à Catherine Auguet-Chadaj et Amel Sahli pour la gestion des contrats et des déplacements, et de faire toujours autant preuve d'attention à l'égard des doctorants. Merci à Damien Corral qui m'a donné de précieux conseils pour dompter le langage Python, ainsi qu'à Sébastien Folio (« ça gaze ? ») pour sa disponibilité et sa patience face à l'informatique et ses facéties.

Merci à Sandrine Selosse qui m'a appris à regarder le « dessous » des cartes, et qui m'a également donné l'opportunité de participer à de nombreux événements (Fête de la Science, Pint of Science, programme Medites...). Merci également Sandrine pour ton soutien dans la dernière ligne droite. Les bêtises de Cambrai et les caramels furent particulièrement salutaires.

Merci par ailleurs à Sophie Demassey, Wellington De Oliveira, Valentina Sessa, Valérie Roy et Jean-Paul Marmorat avec qui j'ai eu quotidiennement beaucoup de plaisir à échanger.

Enfin, merci à tous mes homologues doctorants que j'ai tant apprécié de côtoyer tout au long de ces trois ans. Je garderai en souvenir de nombreuses randonnées sur le littoral azuréen, des discussions pour refaire le monde (a minima mondialement le quartier), des parties d'ultimate sous un soleil ardent et même une enquête corse de Bastia aux Calanques de Piana.

Un départ, un but. Entre les deux, vous, qui donnèrent un sens à cette longue randonnée.

# Table des matières

<b>INTRODUCTION GENERALE</b>	<b>14</b>
<b>1 ELEMENTS DE CONTEXTE</b>	<b>14</b>
<b>2 ORGANISATION DU DOCUMENT</b>	<b>16</b>
<b>CHAPITRE 1 : DE NOUVELLES INTERACTIONS ENTRE LES SYSTEMES GAZ ET ELECTRIQUE</b>	<b>17</b>
<b>1 ENJEUX DE LONG TERME POUR LES SYSTEMES GAZ ET ELECTRIQUE FRANÇAIS</b>	<b>18</b>
1.1 LA CONSOMMATION D'ENERGIE FRANÇAISE	18
1.2 GAZ ET ELECTRICITE : DEUX ENERGIES DE RESEAU DISPOSANT D'IMPORTANTES INFRASTRUCTURES	27
1.3 GAZ ET ELECTRICITE AU CŒUR DES PREOCCUPATIONS POUR LES TRANSITIONS ENERGETIQUES	36
<b>2 DESCRIPTION DES FILIERES GAZ RENOUELABLES ET CCS</b>	<b>41</b>
2.1 LE BIOMETHANE ISSU DE LA METHANISATION	41
2.2 LE BIOMETHANE ISSU DE LA GAZEIFICATION	45
2.3 INJECTION D'HYDROGENE ET DE METHANE DE SYNTHESE DANS LES RESEAUX PAR DU POWER-TO-GAS	46
2.4 FILIERE CAPTURE, TRANSPORT ET STOCKAGE/UTILISATION DU CO <sub>2</sub>	56
<b>3 CONCLUSIONS</b>	<b>64</b>
<b>CHAPITRE 2 : CONSTRUCTION D'UN MODELE BOTTOM-UP DES SYSTEMES GAZ ET ELECTRIQUE FRANÇAIS</b>	<b>65</b>
<b>1 INTRODUCTION</b>	<b>66</b>
<b>2 TIMES : UN GENERATEUR DE MODELES BOTTOM-UP</b>	<b>67</b>
2.1 LE SYSTEME ENERGETIQUE DE REFERENCE	69
2.2 FORMULATION MATHEMATIQUE	70
<b>3 DESCRIPTION DU MODELE « TIMES-FR-GAZEL »</b>	<b>73</b>
3.1 CARACTERISTIQUES ET TOPOLOGIE GENERALE DU MODELE	73
3.2 CHOIX DE MODELISATION POUR LE SYSTEME GAZ	75
3.3 CHOIX DE MODELISATION POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE	81
3.4 MODELISATION DE LA DEMANDE	85
<b>4 CONCLUSIONS</b>	<b>92</b>
<b>CHAPITRE 3 : ETUDE PROSPECTIVE DU POSITIONNEMENT DES NOUVELLES FILIERES GAZIERES ET ELECTRIQUES</b>	<b>93</b>
<b>1 INTRODUCTION</b>	<b>94</b>
<b>2 POSITIONNEMENT DES NOUVELLES FILIERES GAZIERES ET ELECTRIQUES SUR LA BASE DE SCENARIOS DE DEMANDE FINALE</b>	<b>95</b>
2.1 OBJECTIF « FACTEUR 4 » ET ENJEU DES HYPOTHESES SUR LE RYTHME DE DEPLOIEMENT DES FILIERES DE DECARBONATION	95
2.2 ÉTABLISSEMENT D'UNE CONFIGURATION PIVOT ET DEFINITION DES SCENARIOS	99

2.3	POSITIONNEMENT DES TECHNOLOGIES DANS LE CAS DE LA CONFIGURATION « PIVOT »	101
2.4	IMPACT DE LA DISPONIBILITE/ACCEPTABILITE DES FILIERES DE DECARBONATION	107
2.5	IMPACT DE LA STRATEGIE DE DECARBONATION	118
<b>3</b>	<b>GESTION DES EQUILIBRES OFFRE-DEMANDE</b>	<b>124</b>
3.1	EQUILIBRES OFFRE-DEMANDE AU PAS HORAIRE	124
3.2	GESTION DE LA PRODUCTION DE BIOMETHANE : ENJEU CENTRALISE/DECENTRALISE	129
<b>4</b>	<b>ANALYSE ECONOMIQUE DES SCENARIOS DEFINIS</b>	<b>133</b>
4.1	ANALYSE DES COUTS PAR SYSTEME ET PAR FILIERE	134
4.2	INFLUENCE DES SCENARIOS SUR LE COUT MARGINAL DE LA CONTRAINTE CO <sub>2</sub>	135
4.3	INFLUENCE DE LA PRISE EN COMPTE DE L'ELASTICITE DE LA DEMANDE	136
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONS</b>	<b>139</b>

## **CHAPITRE 4 : CONSTRUCTION D'UN MODELE DU SYSTEME ENERGETIQUE FRANÇAIS PILOTE PAR DES DEMANDES DE SERVICES INTRA-JOURNALIERES** **141**

<b>1</b>	<b>INTRODUCTION</b>	<b>142</b>
<b>2</b>	<b>CHOIX DE MODELISATION POUR LA FOURNITURE D'ENERGIE AUX SECTEURS DE DEMANDE</b>	<b>144</b>
2.1	PRODUCTION ET TRANSPORT DE L'HYDROGENE-ENERGIE	144
2.2	ACHEMINEMENT POUR LES AUTRES VECTEURS	147
<b>3</b>	<b>CHOIX DE MODELISATION : SYSTEMES DE DEMANDE ET SERVICES ENERGETIQUES</b>	<b>149</b>
3.1	SECTEURS RESIDENTIEL ET TERTIAIRE	149
3.2	SECTEUR DES TRANSPORTS	157
<b>4</b>	<b>PREMIERES SIMULATIONS</b>	<b>161</b>
4.1	HYPOTHESES DE DEMANDE	161
4.2	POSITIONNEMENTS DES VECTEURS ENERGETIQUES DANS LE CAS D'UNE CONTRAINTE « FACTEUR 4 »	165
4.3	INTRODUCTION DE DEUX VARIANTES	172
4.4	INTEGRATION DE POSSIBILITES DE SUBSTITUTIONS TECHNOLOGIQUES DANS L'INDUSTRIE	179
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES</b>	<b>182</b>

## **CONCLUSION GENERALE ET PERSPECTIVES** **183**

## **ANNEXES** **187**

**ANNEXES DU CHAPITRE 1** **187**

**ANNEXES DU CHAPITRE 2** **190**

## **REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES** **193**

# Table des figures

Figure 1 : Evolution de la consommation finale et de sa répartition par énergie.....	19
Figure 2 : Vecteurs mobilisés pour les usages de l'énergie.....	20
Figure 3 : Courbes de charge des réseaux GRTgaz et RTE pour l'année 2015 .....	22
Figure 4 : Courbes horaires de consommation de gaz par secteur pour l'année 2015 .....	23
Figure 5 : Courbes horaires types de consommation d'électricité par secteurs .....	23
Figure 6 : Courbes types des usages de l'électricité dans le secteur résidentiel.....	24
Figure 7 : Rampes horo-saisonnnières des systèmes gaz et électrique pour l'année 2015.....	25
Figure 8 : Les infrastructures de transport de gaz et leurs interconnexions.....	28
Figure 9 : Réseau de transport d'électricité au 31 décembre 2015.....	30
Figure 10 : Capacité et durée de décharge des technologies de stockage d'électricité .....	33
Figure 11 : Stock en conduite d'une canalisation de transport de gaz .....	34
Figure 12 : Scénarios du bilan prévisionnel 2017 des opérateurs gaziers .....	37
Figure 13 : Scénarios d'injection de biométhane issu de la méthanisation .....	37
Figure 14 : Scénarios d'injection de biométhane issu de la gazéification.....	38
Figure 15 : Production et modes de valorisation actuels du biogaz issu de la méthanisation.....	42
Figure 16 : Composition du LCOE moyen et plage d'incertitudes pour le biométhane issu de la méthanisation .....	43
Figure 17 : Nombre d'unités de production de biométhane issu de la méthanisation (données 2016).....	44
Figure 18 : Gazéification de la biomasse : production et modes de valorisation actuels du syngas.....	45
Figure 19 : Chemins technologiques liés à la filière PtG .....	46
Figure 20 : Schéma de principe de la filière power-to-gas.....	46
Figure 21 : Scénarios d'évolution du rendement des électrolyseurs alcaline.....	47
Figure 22 : Scénarios d'évolution du rendement des électrolyseurs PEM.....	47
Figure 23 : Scénarios d'évolution des coûts des électrolyseurs .....	48
Figure 24 : Contenu CO <sub>2</sub> du méthane de synthèse en fonction de l'origine du CO <sub>2</sub> .....	49
Figure 25 : Nombre de projets comportant au moins une des applications mentionnées .....	51
Figure 26 : Localisation des projets pilotes .....	51
Figure 27 : Nombre de projets utilisant au moins une des technologies d'électrolyseurs.....	51
Figure 27 : Puissance des électrolyseurs dans les projets en cours ou planifiés.....	51
Figure 29 : Description des composantes principales de la filière CCS/CCU.....	56
Figure 30 : Synthèse des coûts de capture.....	58
Figure 31 : Scénarios de coûts de transport et de stockage .....	59
Figure 32 : Sites de stockage de CO <sub>2</sub> dédiés opérationnels et planifiés .....	61
Figure 33 : Représentation d'un procédé élémentaire dans le générateur de modèles TIMES .....	69
Figure 34 : Exemple d'un système énergétique de référence.....	69
Figure 35 : Topologie générale du modèle TIMES-FR-GAZEL.....	74
Figure 36 : Modélisation des coûts de production du biométhane issu de la méthanisation .....	75
Figure 37 : Modélisation de la filière biogaz/biométhane issu de la méthanisation.....	75

Figure 38 : Coût de mobilisation du bois en fonction du niveau de la ressource mobilisée.....	77
Figure 39 : Modélisation de la filière biogaz/biométhane issu de la gazéification .....	78
Figure 40 : Modélisation des filières CCS/CCU .....	80
Figure 41: Contenu CO <sub>2</sub> de l'électricité importée.....	84
Figure 42 : Demande d'électricité et de gaz par secteurs.....	85
Figure 43 : Scénario de demande finale de mobilité électrique et gaz.....	86
Figure 44 : Part des véhicules gaz dans le parc global .....	87
Figure 45 : Scénario de consommation des véhicules gaz .....	87
Figure 46 : Part des véhicules électriques dans le parc global .....	87
Figure 47 : Scénario de consommation des véhicules électriques .....	87
Figure 48: Désagrégation et ventilation de la demande d'électricité pour l'année de référence .....	88
Figure 49 : Désagrégation et ventilation de la demande de gaz pour l'année de référence .....	88
Figure 50 : Profils mensuels retenus pour la mobilité gaz et électrique.....	89
Figure 51 : Profils journaliers retenus pour la mobilité gaz et électrique.....	90
Figure 52 : Profils intra-journaliers retenus pour la mobilité gaz et électrique .....	90
Figure 53 : Profils normalisés intra-journaliers pour la recharge des véhicules électriques .....	91
Figure 54 : Contrainte de trajectoire de décarbonation « facteur 4 ».....	95
Figure 55 : Emissions de CO <sub>2</sub> dans le scénario « traj.F4.GT ».....	96
Figure 56 : Mix gaz et électrique du scénario « traj.F4.GT ».....	97
Figure 57 : Emissions de CO <sub>2</sub> dans les scénarios « BAU » et « traj.F4 ».....	101
Figure 58 : Mix électrique des scénarios « BAU » et « traj.F4 ».....	102
Figure 59 : Mix gaz des scénarios « BAU » et « traj.F4 ».....	103
Figure 60: Comparaison du scénario de demande haute avec le scénario central.....	104
Figure 61 : Mix gaz des scénarios « traj.F4 » et « traj.F4.demHAUT » .....	105
Figure 62 : Mix électrique des scénarios « traj.F4 » et « traj.F4.demHAUT ».....	106
Figure 63 : Capacités installées dans les scénarios « traj.F4 » et « traj.F4.demHAUT ».....	106
Figure 64 : Emissions de CO <sub>2</sub> dans le cas d'une disponibilité limitée des technologies .....	107
Figure 65 : Utilisation de la ressource bois-énergie dans le scénario « traj.F4 ».....	108
Figure 66 : Utilisation de la ressource biogaz dans le scénario « traj.F4 » .....	108
Figure 67 : Mix gaz du scénario « traj.F4.BIOlim » .....	109
Figure 68 : Mix électrique du scénario « traj.F4.BIOlim ».....	110
Figure 69: Usages du bois-énergie dans les scénarios « traj.F4 » et « traj.F4.BIOlim » .....	110
Figure 70 : Mix gaz et électrique dans le scénario « traj.F4.BIOADEME » .....	112
Figure 71 : Mix électrique des scénarios « traj.F4.demHAUT » et « traj.F4.BIOADEME.demHAUT ».....	112
Figure 72 : Mix gaz des scénarios « traj.F4.BIOADEME » et « traj.F4.BIOADEME.demHAUT » .....	113
Figure 73 : Origine/utilisation du CO <sub>2</sub> dans le scénario « traj.F4 ».....	114
Figure 74 : Différence de mix gaz et électrique par rapport au scénario « traj.F4 » dans le scénario « traj.F4.noCCS » .....	114
Figure 75 : Différence de mix gaz et électrique par rapport au scénario « traj.F4 » dans le scénario « traj.F4.noNUC » .....	115
Figure 76 : Nouvelles capacités installées dans les scénarios « traj.F4 » et « traj.F4.noNUC » .....	116
Figure 77 : Mix gaz et électrique dans le scénario « traj.F4.NIMBY ».....	117

Figure 78 : Emissions de CO <sub>2</sub> cumulées des scénarios.....	118
Figure 79 : Variations autour de la trajectoire de décarbonation du scénario « traj.F4 ».....	118
Figure 80 : Différence de mix gaz et électrique par rapport au scénario « traj.F4 » pour le scénario « traj.F4.ANT ».....	119
Figure 81 : Différence de mix gaz et électrique par rapport au scénario « traj.F4 » pour le scénario « traj.F4.TARD ».....	119
Figure 82 : Emissions de CO <sub>2</sub> des scénarios « CARBON_TAX » et « traj.F4 » .....	120
Figure 83 : Mix gaz des scénarios « traj.F4 » et « CARBON_TAX ».....	121
Figure 84 : Mix électrique des scénarios « traj.F4 » et « CARBON_TAX » .....	121
Figure 85 : Emissions de CO <sub>2</sub> des scénarios « traj.F4 » et « BUDGET.F4 ».....	122
Figure 86 : Mix gaz des scénarios « traj.F4 » et « BUDGET.F4 ».....	122
Figure 87 : Mix électrique des scénarios « traj.F4 » et « BUDGET.F4 » .....	123
Figure 88 : Mix gaz au pas horaire en 2050 pour le scénario « traj.F4 » .....	124
Figure 89 : Mix gaz au pas horaire en 2050 pour le scénario « budget.F4 ».....	125
Figure 90 : Mix électrique au pas horaire pour les scénarios « traj.F4 » et « traj.F4.noIMP » .....	126
Figure 91 : Mix électrique au pas horaire : scénarios « traj.F4 » et « BUDGET.F4 » (jour de semaine) ....	127
Figure 92 : Stockage/Destockage d'hydrogène pour un jour de semaine de janvier et mars en 2050.....	128
Figure 93 : Rebours en 2050 dans le scénario « traj.F4 » .....	130
Figure 94 : Rebours en 2035 dans le scénario « traj.F4 » .....	130
Figure 96 : Production de biométhane en 2050 pour différents coûts d'opportunité d'utilisation ponctuelle du rebours.....	132
Figure 97 : Coûts totaux actualisés en fonction de la stratégie de décarbonation .....	133
Figure 98 : Coûts par système et par filière dans les scénarios « traj.F4 » et « BUDGET.F4 ».....	134
Figure 99 : Coûts par système et par filière dans les scénarios « traj.F4 » et « CARBON_TAX » .....	134
Figure 100 : Coût marginal de la contrainte de trajectoire d'émissions de CO <sub>2</sub> dans le cas d'une demande inélastique.....	135
Figure 101 : Ecart de demande maximal par système et par secteurs dans les scénarios avec élasticité de la demande.....	136
Figure 102 : Ecart à la demande minimale pour les secteurs du système électrique suite à l'introduction d'élasticités prix-demande .....	137
Figure 103 : Ecart à la demande minimale pour les secteurs du système gaz suite à l'introduction d'élasticités prix-demande .....	137
Figure 104 : Coût marginal de la contrainte d'émissions de CO <sub>2</sub> dans le cas d'une demande inélastique.....	138
Figure 105 : Evolution de la demande électrique élastique pour les différentes variantes .....	138
Figure 106 : Demandes finales et/ou de services énergétiques auxquelles répondent les modèles TIMES-FR-GAZEL et TIMES-FR-FLEXOPT.....	142
Figure 107 : Production et transport de l'hydrogène dans le modèle TIMES-FR-FLEXOPT .....	146
Figure 108 : Modélisation du transport du bois-énergie dans le modèle TIMES-FR-FLEXOPT .....	147
Figure 109 : Avitaillement du gaz pour la mobilité dans le modèle TIMES-FR-FLEXOPT .....	148
Figure 110 : Modélisation de la charge des ballons d'eau chaude.....	150
Figure 111 : Profils intra-journaliers de demande finale pour le chauffage et l'ECS électrique.....	150

Figure 112 : Système énergétique de référence pour la demande de chaleur dans les secteurs résidentiel et tertiaire .....	151
Figure 113 : Nombre de logements équipés .....	153
Figure 114 : Nombre de PAC installées dans le secteur tertiaire .....	153
Figure 115 : Profils mensuels (résidentiel et tertiaire) .....	155
Figure 117 : Moyenne des appels de puissance journaliers de chauffage résidentiel et tertiaire .....	155
Figure 116 : Puissance horaire appelée pour la cuisson pendant une semaine de janvier .....	155
Figure 118 : Profils intra-journaliers pour le secteur résidentiel.....	156
Figure 119 : Profils intra-journaliers pour le secteur tertiaire .....	156
Figure 120 : Profils retenus pour la charge des véhicules électriques et des bus .....	158
Figure 121 : Profils mensuels normalisés pour la mobilité .....	159
Figure 122 : Profils journaliers normalisés pour la mobilité .....	160
Figure 123 : Profils intra-journaliers normalisés pour la mobilité.....	160
Figure 124 : Optimisation séquentielle du système énergétique avec des périodes de recouvrement ...	161
Figure 125 : Emissions de CO <sub>2</sub> dans les scénarios « FLEXOPT_BAU » et « FLEXOPT_traj.F4 ».....	165
Figure 126 : Consommation d'énergie finale dans les scénarios « FLEXOPT_BAU » et « FLEXOPT_traj.F4 » .....	166
Figure 127 : Mix d'énergie finale dans les secteurs de l'industrie et des transports dans le scénario « FLEXOPT_traj.F4 ».....	167
Figure 128 : Mix d'énergie finale dans les secteurs résidentiel et tertiaire dans le scénario « FLEXOPT_traj.F4 ».....	167
Figure 129 : Usages de la biomasse dans le scénario « FLEXOPT_traj.F4 » .....	168
Figure 130 : Mix gaz dans le scénario « FLEXOPT_traj.F4 » .....	168
Figure 131 : Mix électrique dans le scénario « FLEXOPT_traj.F4 ».....	168
Figure 132 : Mix électrique au pas horaire en 2050 dans le scénario « FLEXOPT_traj.F4 » .....	169
Figure 133 : Appels de puissance (énergie finale, tous secteurs) dans le scénario « FLEXOPT_Traj.F4 » .	170
Figure 134 : Appels de puissance intra-journaliers (énergie finale) dans le scénario « FLEXOPT_traj.F4 » pour le secteur des transports .....	171
Figure 135 : Appels de puissance (energie finale) dans le scénario « FLEXOPT_traj.F4 » dans les secteurs résidentiel et tertiaire .....	171
Figure 136 : Mix électrique dans les scénarios « FLEXOPT_traj.F4 » et « FLEXOPT_traj.F4.noNUC ».....	172
Figure 137 : Mix gaz dans les scénarios « FLEXOPT_traj.F4 » et « FLEXOPT_traj.F4.noNUC » .....	173
Figure 138 : Usages du bois-énergie dans le scénario « traj.F4.noNUC ».....	173
Figure 139 : Demande d'énergie finale des secteurs résidentiel et tertiaire dans les scénarios « FLEXOPT_traj.F4 » et « FLEXOPT_traj.F4.noNUC ».....	174
Figure 140 : Utilisation de l'isolation (secteurs résidentiel et tertiaire) dans les scénarios « FLEXOPT_traj.F4 » et « FLEXOPT_traj.F4.noNUC ».....	174
Figure 141 : Emissions de CO <sub>2</sub> dans le scénario « FLEXOPT_traj.F4.BUDGET ».....	175
Figure 142 : Energie finale : scénarios « FLEXOPT_traj.F4 » et « FLEXOPT_traj.F4.BUDGET ».....	175
Figure 143 : Mix d'énergie finale par secteur dans les scénarios « FLEXOPT_traj.F4 » et « FLEXOPT_traj.F4.BUDGET ».....	176
Figure 144 : Déploiement de l'isolation dans le scénario « FLEXOPT_traj.F4.BUDGET » .....	176

Figure 145 : Usages du bois-énergie dans le scénario « FLEXOPT_traj.F4.BUDGET » .....	176
Figure 146 : Mix électrique dans les scénarios « FLEXOPT_traj.F4 » et « FLEXOPT_traj.F4.BUDGET ».....	177
Figure 147 : Mix gaz dans les scénarios « FLEXOPT_traj.F4 » et « FLEXOPT_traj.F4.BUDGET » .....	177
Figure 148 : Utilisation du bois-énergie dans les scénarios « FLEXOPT_traj.F4.BUDGET » et « FLEXOPT_traj.F4.BUDGET.BIO » .....	178
Figure 149 : Mix gaz dans les scénarios « FLEXOPT_traj.F4.BUDGET » et « FLEXOPT_traj.F4.BUDGET.BIO » .....	178
Figure 150 : Modélisation des substitutions technologiques dans l'industrie dans le modèle TIMES-FR- FLEXOPT .....	179
Figure 151 : Substitutions gaz/électricité dans le secteur de l'industrie dans le scénario « FLEXOPT_traj.F4_IND » .....	180
Figure 152 : Différences de mix gaz et électrique dans les scénarios « FLEXOPT_traj.F4 » et « FLEXOPT_traj.F4_IND » .....	180
Figure 153 : Demandes d'électricité : scénarios « FLEXOPT_traj.F4 » et « FLEXOPT_traj.F4_IND » .....	181
Figure 154 : Hypothèses de prix des énergies.....	190
Figure 155 : Facteur de charge des moyens de production renouvelables .....	192
Figure 156 : Scénarios d'évolution de la demande d'électricité des Bilans Prévisionnels 2014 et 2017 de RTE .....	192

# Liste des tableaux

Tableau 1 : Répartition de la demande électrique dans le secteur résidentiel en 2016 .....	21
Tableau 2 : Répartition par usages de la demande électrique tertiaire et agricole 2016.....	21
Tableau 3 : Répartition par usages de la demande électrique dans l'industrie en 2016.....	21
Tableau 4: Répartition par secteurs de la consommation de gaz dans l'industrie en 2015 .....	21
Tableau 5 : Répartition de l'approvisionnement en gaz naturel en 2016.....	28
Tableau 6 : Flexibilité des CCG et des centrales nucléaires .....	31
Tableau 7 : Projets de production de biométhane issu de la gazéification .....	45
Tableau 8 : Concentration en CO <sub>2</sub> des différentes sources de capture .....	58
Tableau 9 : Modèles de la famille TIMES développés au sein du CMA .....	68
Tableau 10 : Hypothèses de gisement technique de stockage souterrain de CO <sub>2</sub> .....	79
Tableau 11 : Description du parc de référence et des technologies candidates (secteur électrique) .....	81
Tableau 12 : Description du parc de référence et des technologies candidates (secteur électrique) .....	82
Tableau 13 : Rythme d'installation maximal des centrales de production d'électricité.....	82
Tableau 14 : Flexibilité des moyens de production d'électricité dans le modèle TIMES_FR_ELC.....	83
Tableau 15 : Valeurs retenues pour les échanges d'électricité .....	83
Tableau 16 : Profils retenus pour les demandes finales de mobilité gaz et électrique .....	89
Tableau 17 : Rythme d'installation maximal des unités de méthanisation et de pyrogazéification .....	98
Tableau 18 : Scénarios définis pour l'analyse du positionnement des systèmes gaz et électrique .....	100
Tableau 19 : Scénarios de rythme maximal d'injection des unités de pyrogazéification .....	111
Tableau 20 : Paramétrage de l'élasticité de la demande d'électricité et de gaz .....	136
Tableau 21: Hypothèses de coût pour le transport d'hydrogène.....	145
Tableau 22 : Calcul du coût d'avitaillement des véhicules gaz.....	147
Tableau 23 : Description du parc de référence des technologies de chauffage .....	149
Tableau 24 : Description du parc de référence des technologies d'Eau Chaude Sanitaire.....	150
Tableau 25 : Technologies candidates dans le secteur résidentiel.....	152
Tableau 26 : Technologies candidates pour le secteur tertiaire .....	153
Tableau 27 : Profils retenus pour les usages chauffage/ECS/cuisson (résidentiel et tertiaire) .....	154
Tableau 28 : Parc de référence pour le transport routier .....	157
Tableau 29 : Nouveaux systèmes candidats pour le transport de passagers et le transport de marchandises .....	158
Tableau 30 : Profils retenus pour la mobilité .....	159
Tableau 31 : Synthèse des 4 trajectoires de la transition énergétique .....	161
Tableau 32 : Hypothèses d'évolution de la population et du nombre de logements .....	162
Tableau 33 : Trajectoires de demande pour le secteur résidentiel .....	162
Tableau 34: Trajectoire de demande de chaleur utile pour le chauffage dans le secteur résidentiel .....	162
Tableau 35 : Trajectoires de demande pour le secteur tertiaire.....	163
Tableau 36 : Trajectoire de demande de chaleur utile pour le chauffage dans le secteur tertiaire .....	163
Tableau 37 : Trajectoires de demande pour le secteur de l'industrie .....	164

Tableau 38 : Trajectoires de demande pour le transport de passagers et de marchandises .....	164
Tableau 39 : Revues des projets pilotes de production d'hydrogène et de méthane de synthèse par du Power-to-Gas.....	187
Tableau 40 : Projets pilotes PtG .....	189
Tableau 41 : Coûts d'investissement des technologies de production d'électricité .....	191
Tableau 42 : Caractéristiques technico-économiques retenues pour la filière PtG .....	191

# Introduction générale

## 1 Eléments de contexte

Au cours de la dernière décennie, nous avons pu assister à l'expérimentation de plusieurs nouvelles filières pour contribuer aux objectifs nationaux de décarbonation du système énergétique français :

- En 2011, avec la première unité française d'injection de biométhane par méthanisation dans le réseau de distribution de gaz à Lille, et le 17 septembre 2015 dans le réseau de transport à Chagny (71 - Saône et Loire).
- Le 20 octobre 2017, l'inauguration de la première plateforme française de production de biométhane issue de la biomasse sèche (projet GAYA) à Saint-Fons (69 – Rhône).
- Le 18 décembre 2017, la pose de la première pierre du premier démonstrateur industriel français de production de méthane de synthèse à partir des procédés d'électrolyse de l'eau et de méthanation (projet Jupiter 1000) à Fos-sur-Mer (13 – Bouches du Rhône).
- En 2015, l'inauguration de la première station<sup>1</sup> de recharge pour véhicules hydrogène de France à Saint-Lô (50 - Manche).
- De 2010 à 2013, la mise en place de la première chaîne française pilote complète de Capture et Séquestration du Carbone (CSC) à Lacq (64 – Pyrénées-Atlantiques).

Aujourd'hui, ces nouvelles filières sont à des stades de maturité différents. La filière biométhane issue de la méthanisation est désormais prête pour un déploiement à grande échelle. En revanche, les autres technologies mentionnées sont encore en phase pilote et il subsiste encore de nombreuses incertitudes quant à leur déploiement.

L'émergence potentielle de ces nouveaux chemins technologiques renforce la complexité des choix technologiques à réaliser par les acteurs de l'énergie et les pouvoirs publics pour l'atteinte d'objectifs de décarbonation. Dans quels contextes ces filières pourraient-elles se développer pour les atteindre ? Quelles seraient le cas échéant les perspectives de compétition/coopération de ces technologies ?

La connaissance ainsi que la compréhension des contributions futures possibles de ces nouvelles filières vis-à-vis de leurs caractéristiques respectives et des contraintes d'équilibre offre-demande sont un élément de réflexion essentiel pour les planifications des investissements à réaliser, afin de concevoir un nouveau système énergétique moins émissif.

---

<sup>1</sup> A la fin de l'année 2018, la région Normandie en comptera onze, ce qui constitue la plus forte densité au niveau national et Européen (Région Normandie, 2018).

Dans ce travail, nous avons mené une réflexion prospective sur le positionnement de ces nouveaux systèmes à l'horizon 2050 pour la France, en tenant compte des trajectoires induites et en prenant en considération les contraintes de flexibilité saisonnières/intra-journalières. Ce travail a tout d'abord été réalisé au sein des systèmes gaz et électrique avec des scénarios de demande finale figés. Des réflexions complémentaires considérant les possibilités de substitutions des vecteurs (électricité, gaz, hydrogène) pour les usages de l'énergie ont ensuite été menées.

Cette thèse a été co-encadrée par le Centre de Mathématiques Appliquées (CMA) de MINES ParisTech et GRTgaz, un des deux gestionnaires de réseau de transport de gaz en France membre depuis 2014 de la Chaire<sup>2</sup> « Modélisation Prospective au service du Développement Durable » (MPDD). Les thématiques étudiées présentent notamment un intérêt pour la Direction Stratégie et Régulation de GRTgaz au sein de laquelle une immersion de 12 mois a été réalisée.

---

<sup>2</sup> La Chaire MPDD, créé en 2008, est co-dirigée par le CMA et le Centre International de Recherche sur l'Environnement et le Développement (CIRED). <http://www.modelisation-prospective.org/>

## 2 Organisation du document

Ce travail est structuré en quatre chapitres :

**L'objectif du premier chapitre** est dans un premier temps de dresser un panorama des caractéristiques du système énergétique actuel : d'une part de la demande, d'autre part des systèmes gaz et électrique qui constituent notre principal objet d'étude. Il vise dans un second temps à fournir des éléments de compréhension de nouvelles technologies de décarbonation candidates (biométhane, power-to-gas, CCS) avec une description technique des procédés accompagnée d'un état des lieux du niveau de maturité des filières.

**Dans le second chapitre**, nous explicitons en quoi consiste l'approche prospective que nous avons adoptée pour ce travail. Nous présentons ensuite la méthodologie retenue au regard des enjeux de modélisation spécifiques aux analyses que nous souhaitons réaliser : l'optimisation des systèmes avec le générateur de modèles TIMES.

**Le troisième chapitre** propose des éléments d'analyse du positionnement des nouvelles filières gazières et électriques à l'horizon 2050 sur la base de scénarios de demande finale. Ces scénarios intègrent des jeux d'hypothèses contrastés concernant la disponibilité des technologies, les stratégies de décarbonation (trajectoires, taxes, budget carbone) et le contexte socio-économique (niveau de demande, élasticité-prix). Le positionnement des systèmes d'offre est évalué sur la base d'une analyse conjointe des trajectoires des mix gaz et électrique. Nous discutons ensuite des enjeux d'équilibre offre-demande induits par les nouvelles filières. Ces évaluations techniques sont complétées par une comparaison des coûts engendrés par les scénarios définis.

**Le quatrième chapitre** a pour objectif d'étendre la réflexion initiée dans le chapitre 3 en élargissant le périmètre d'analyse à l'ensemble du système énergétique, c'est-à-dire en intégrant la possibilité de transferts d'usages pour répondre à des besoins de services énergétiques.

# Chapitre 1 : De nouvelles interactions entre les systèmes gaz et électrique

<b>1</b>	<b>ENJEUX DE LONG TERME POUR LES SYSTEMES GAZ ET ELECTRIQUE FRANÇAIS</b>	<b>18</b>
1.1	LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE FRANÇAISE	18
1.2	GAZ ET ELECTRICITE : DEUX ENERGIES DE RESEAU DISPOSANT D'IMPORTANTES INFRASTRUCTURES	27
1.3	GAZ ET ELECTRICITE AU CŒUR DES PREOCCUPATIONS POUR LES TRANSITIONS ENERGETIQUES	36
<b>2</b>	<b>DESCRIPTION DES FILIERES GAZ RENOUVELABLES ET CCS</b>	<b>41</b>
2.1	LE BIOMETHANE ISSU DE LA METHANISATION	41
2.2	LE BIOMETHANE ISSU DE LA GAZEIFICATION	45
2.3	INJECTION D'HYDROGENE ET DE METHANE DE SYNTHÈSE DANS LES RESEAUX PAR DU POWER-TO-GAS	46
2.4	FILIERE CAPTURE, TRANSPORT ET STOCKAGE/UTILISATION DU CO <sub>2</sub>	56
<b>3</b>	<b>CONCLUSIONS</b>	<b>64</b>

# 1 Enjeux de long terme pour les systèmes gaz et électrique français

Dans cette première section, nous présentons les caractéristiques et les enjeux de long terme pour les systèmes gaz et électrique français. Cela permet de comprendre le contexte dans lequel les nouvelles filières qui seront présentées dans la section 2 sont susceptibles de s'insérer.

Pour ce faire, nous présentons les caractéristiques des consommations de gaz et d'électricité au sein du système énergétique français, tout d'abord en bilan annuel puis en effectuant une analyse des dynamiques horo-saisonniers des demandes. Nous mettons ensuite en évidence l'importance des infrastructures et des solutions de flexibilité pour assurer les équilibres offre-demande.

Enfin, nous montrons en quoi le gaz et l'électricité revêtent une importance particulière pour la transition énergétique.

## 1.1 La consommation d'énergie française

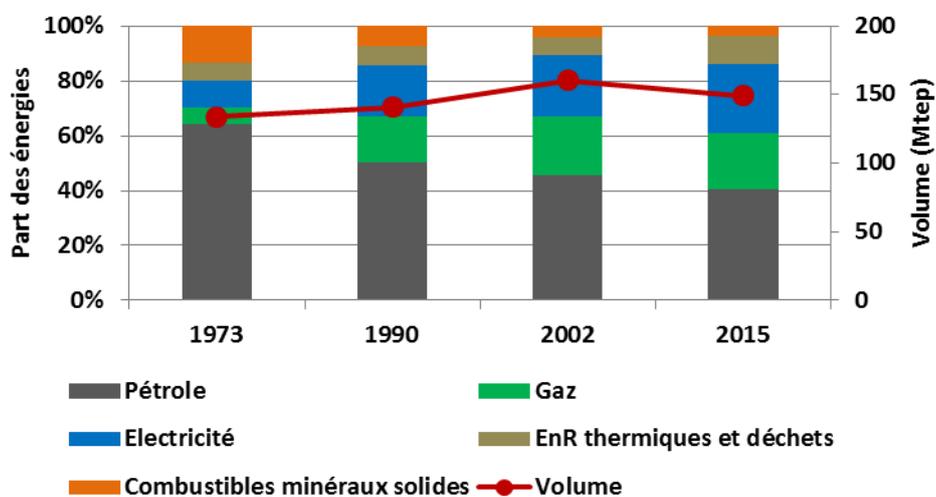
### 1.1.1 Evolution des volumes annuels de demande finale

#### 1.1.1.1 *Consommation tous usages confondus*

La **consommation de gaz** en France (hors production d'électricité) était en constante augmentation jusqu'au début des années 2000, passant de 8.4 Mtep en 1973 (MEEM, 2016a) à 33.9 Mtep en 2005 (MTES, 2018a). Les volumes de gaz importés ont ensuite progressivement diminué. Cela s'explique notamment par un ralentissement de l'activité industrielle lié au contexte économique, ainsi qu'au développement des mesures de maîtrise de la consommation d'énergie (GRTgaz, 2017b).

Corrigée des variations climatiques, la consommation de gaz en 2014 (production d'électricité incluse) était la plus faible depuis 2000 (421 TWh). En 2015 et 2016, elle a cependant de nouveau augmenté pour atteindre 495 TWh en 2016, ceci en raison de la hausse de la production d'électricité, ce qui représentait 21% de la demande finale d'énergie en France (MTES, 2018).

**L'électricité** représente aujourd'hui environ 25% de la consommation d'énergie finale, alors que sa participation était de 10% en 1973 (Figure 1). Le recours croissant au chauffage électrique et l'augmentation des taux d'équipement<sup>3</sup> des ménages (CGDD, 2011) ont notamment fait augmenter le volume annuel consommé qui est passé 150 TWh au début des années 1970 à 474 TWh en 2017 (RTE, 2018). Corrigé des variations climatiques, ce volume est cependant en stagnation depuis 2011 (RTE, 2017a). Cela est dû à la conjoncture économique qui a notamment une influence sur la demande dans les secteurs de l'industrie, et également à une modification structurelle de l'activité économique qui a fait l'objet d'une tertiarisation progressive. Par ailleurs, le développement des audits d'efficacité énergétique dans l'industrie, l'amélioration de l'efficacité énergétique des usages du résidentiel/tertiaire et l'amélioration de l'isolation du parc de bâtiments ont contribué à faire diminuer les volumes consommés (RTE, 2017a).



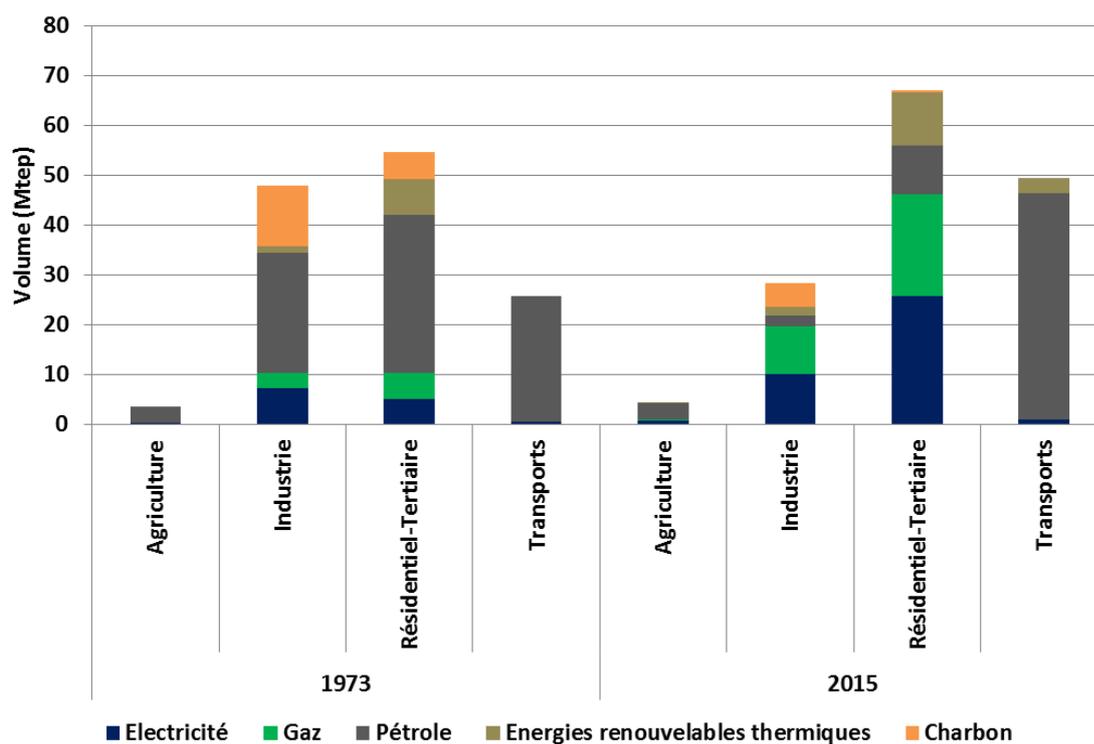
**FIGURE 1 : EVOLUTION DE LA CONSOMMATION FINALE ET DE SA REPARTITION PAR ENERGIE (MEEM, 2016A)**

La **consommation de pétrole** est passée de 84 à 61 Mtep entre 1973 et 2015 (Figure 2). Cela est dû aux chocs pétroliers des années 1970 et au développement du parc nucléaire dans les années 1980.

Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, des dispositifs d'aides ainsi que des hausses de prix ont accéléré le remplacement des chaudières au fioul domestique par des systèmes plus performants ou utilisant d'autres vecteurs énergétiques, faisant ainsi passer la consommation de 32 Mtep à 10 Mtep (Figure 2) (MEEM, 2016a).

En revanche, la forte croissance du parc automobile (de 14 millions de véhicules en 1970 (Barre, 1997) à 38 millions en 2015 (SDES, 2018)) a considérablement augmenté l'usage du pétrole dans le secteur des transports : de 25 Mtep (1973) à 45 Mtep (2015) (Figure 2).

<sup>3</sup> Indicateur de la part des foyers possédant un certain type d'usage.



**FIGURE 2 : VECTEURS MOBILISÉS POUR LES USAGES DE L'ÉNERGIE**  
(MEEM, 2016a)

La consommation d'énergie issue des **filères biomasse, déchets, solaire thermique, géothermie et pompes à chaleur** est en hausse continue depuis le milieu des années 2000. Les secteurs résidentiel et tertiaire sont les premiers consommateurs de ces énergies (69% en 2015 (MEEM, 2016a)). Le nombre de logements équipés<sup>4</sup> de chauffage au bois est passé de 5.7 millions en 2006 à 7 millions en 2013 (MEEM, 2016a). Enfin, la biomasse est aussi présente dans le secteur des transports par l'intermédiaire d'une incorporation<sup>5</sup> de bioéthanol/biodiesel aux carburants. Le déploiement des biocarburants pourrait constituer un élément non négligeable de la sollicitation des ressources biomasse, car la Loi de Transition Énergétique sur la Croissance Verte (LTECV) mentionne que les énergies renouvelables doivent représenter 15% de la consommation finale de carburant en 2030 (MEDDE, 2015b).

<sup>4</sup> Cette tendance est actuellement atténuée par le développement des pompes à chaleur aérothermiques (MEEM, 2016a).

<sup>5</sup> Essence : incorporation de bioéthanol jusqu'à 5% en volume (SP 95/98) et 10% (SP95-E10) ; Diesel : incorporation d'Esther Méthylique d'Huile Végétale (EMHV) jusqu'à 7% en volume.

### 1.1.1.2 Répartition par usage des consommations d'électricité

Le chauffage représente le premier poste de consommation d'électricité du secteur résidentiel, suivi par les « produits blancs » (froid, lavage) et l'Eau Chaude Sanitaire (ECS) (Tableau 1).

Dans le secteur tertiaire, le chauffage est en troisième position (Tableau 2). Dans l'industrie, les moteurs électriques représentent 67% de la consommation (RTE, 2017a).

Secteur résidentiel							
Chauffage	Froid / lavage	Autres usages	TIC <sup>6</sup>	ECS	Cuisson	Eclairage	Ventilation / Climatisation
28%	16%	16%	13%	12%	7%	6%	2%

**TABLEAU 1 : REPARTITION DE LA DEMANDE ELECTRIQUE DANS LE SECTEUR RESIDENTIEL EN 2016 (RTE, 2017A)**

Secteur tertiaire / agricole								
Autres	Informatique	Eclairage	Chauffage	Ventilation/ Climatisation	Agriculture	Froid	ECS	Cuisson
35%	15%	12%	12%	10%	6%	5%	3%	2%

**TABLEAU 2 : REPARTITION PAR USAGES DE LA DEMANDE ELECTRIQUE TERTIAIRE ET AGRICOLE 2016 (RTE, 2017a)**

Industrie							
Métallurgie/ Mécanique	Agroalimentaire	Chimie / Parachimie	Sidérurgie	Divers	Minéraux/ Matériaux	Papier / Carton	Automobile
22%	18%	18%	11%	11%	8%	7%	5%

**TABLEAU 3 : REPARTITION PAR USAGES DE LA DEMANDE ELECTRIQUE DANS L'INDUSTRIE EN 2016 (RTE, 2017a)**

### 1.1.1.3 Répartition par usages des consommations de gaz

Dans le secteur résidentiel, le chauffage représente environ 80% de la consommation de gaz d'un logement, tandis que l'Eau Chaude Sanitaire (ECS) et la cuisson participent respectivement à la hauteur de 12% et de 7% (CEREN, 2015a). La répartition de ces usages est similaire dans le secteur tertiaire (CEREN, 2015b).

Le secteur de l'industrie participe à la consommation de gaz à la hauteur de 32% (Figure 2). L'industrie chimique constitue le premier poste de consommation (Tableau 4).

Chimie- Pétrole	Electricité / Chauffage Urbain	Agroalimentaire	Verre - matériaux non métalliques	Métallurgie	Papier	Automobile / Pneumatique	Autres
39%	22%	13%	10%	8%	5%	2%	1%

**TABLEAU 4: REPARTITION PAR SECTEURS DE LA CONSOMMATION DE GAZ DANS L'INDUSTRIE EN 2015 (GRTgaz, 2016)**

<sup>6</sup> Technologies de l'Information et de la Communication.

## 1.1.2 Description des dynamiques de consommation des systèmes gaz et électrique

### 1.1.2.1 Dynamiques saisonnières

Les contraintes d'équilibre offre-demande des systèmes gaz et électrique nécessitent une compréhension des consommations au-delà du simple bilan annuel. Cela permet d'identifier les périodes de pointe qui sont très importantes pour le dimensionnement des réseaux et des moyens de production. Les records d'appels de puissance en France ont été enregistrés le 8 février 2012 avec 158 GW pour le gaz (GRTgaz, 2013a) et 102 GW pour l'électricité (RTE, 2017a).

La courbe de charge de gaz est caractérisée par une forte variabilité saisonnière en raison de l'importance de la part de consommation dédiée au chauffage (Figure 3). La thermosensibilité du système gaz en hiver est de 5.4 GW/°C (contre 2.4 GW/°C pour l'électricité) (Carbone 4, 2014b) .

En été, l'usage de la climatisation génère une thermosensibilité du système électrique évaluée à environ 0.5 GW/°C (SIA Partners, 2018).

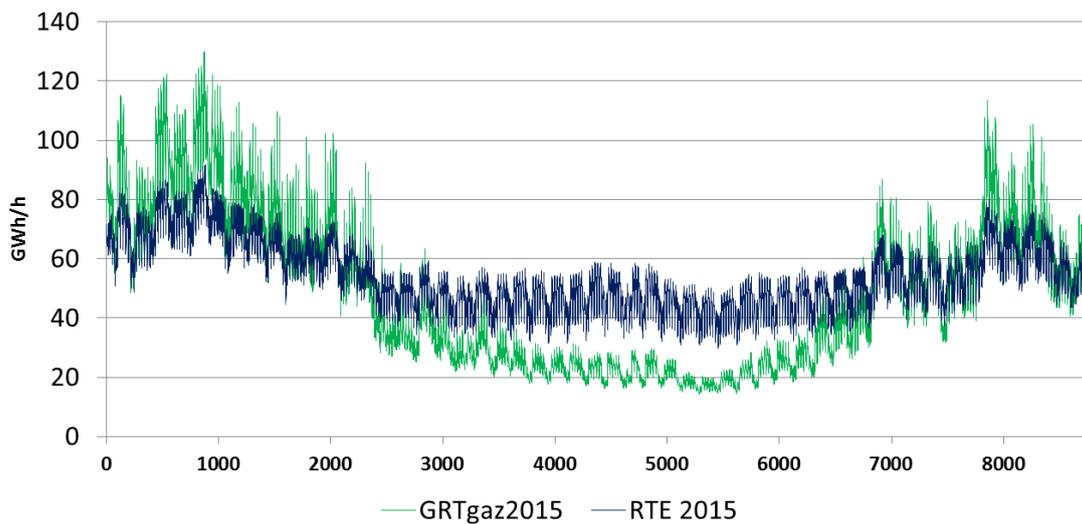
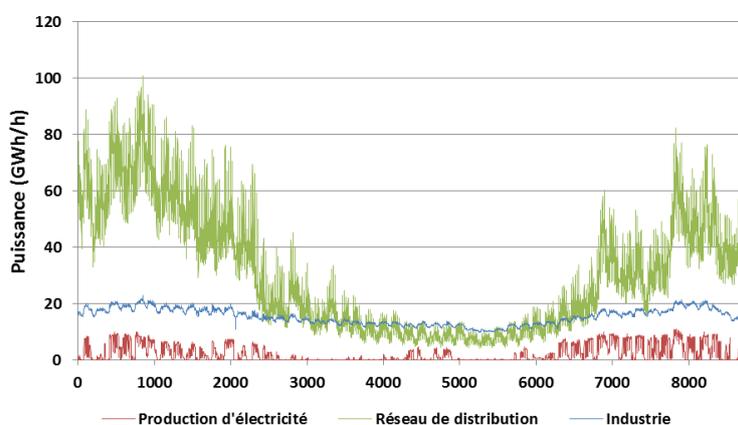


FIGURE 3 : COURBES DE CHARGE DES RESEAUX GRTGAZ ET RTE POUR L'ANNEE 2015

La Figure 4 décrit une première désagrégation de la courbe de charge de gaz. Le profil « Industrie » comprend les installations (industries, unités de cogénération...) directement raccordées au réseau de transport. La variabilité saisonnière est due au ralentissement de l'activité et à la disparition des besoins de chauffage en été.

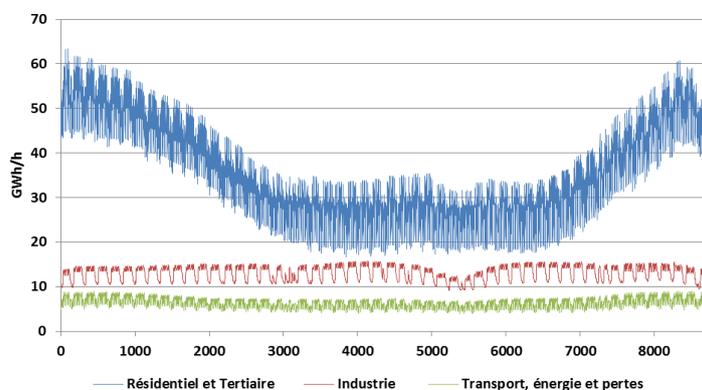
Ce phénomène est beaucoup plus visible sur le profil « réseau de distribution » qui contient le secteur résidentiel/tertiaire (dont le chauffage est l'usage principal) ainsi que les industries et unités de cogénération qui ne sont pas raccordées au réseau de transport.

Le profil « production d'électricité » contient quant à lui les Centrales à Cycle Combiné (CCG) qui fonctionnent comme moyen de « semi-base » et les Turbines à Combustion (TAC) qui sont des centrales de pointes. L'allure de ce profil est donc fortement liée aux besoins d'équilibrage du réseau électrique.



**FIGURE 4 : COURBES HORAIRES DE CONSOMMATION DE GAZ PAR SECTEUR POUR L'ANNEE 2015**

La Figure 5 donne quant à elle des courbes horaires type de consommation d'électricité par secteurs (RTE, 2018). A l'instar du cas du système gaz, les courbes du résidentiel et du tertiaire affichent une variabilité saisonnière en raison de la présence significative du chauffage. Cependant, à la différence du cas des courbes de charge du gaz, la demande subsiste en été en raison de la consommation des usages spécifiques<sup>7</sup>. Les diminutions régulières de la consommation dans l'industrie illustrent les alternances semaine/week-end.



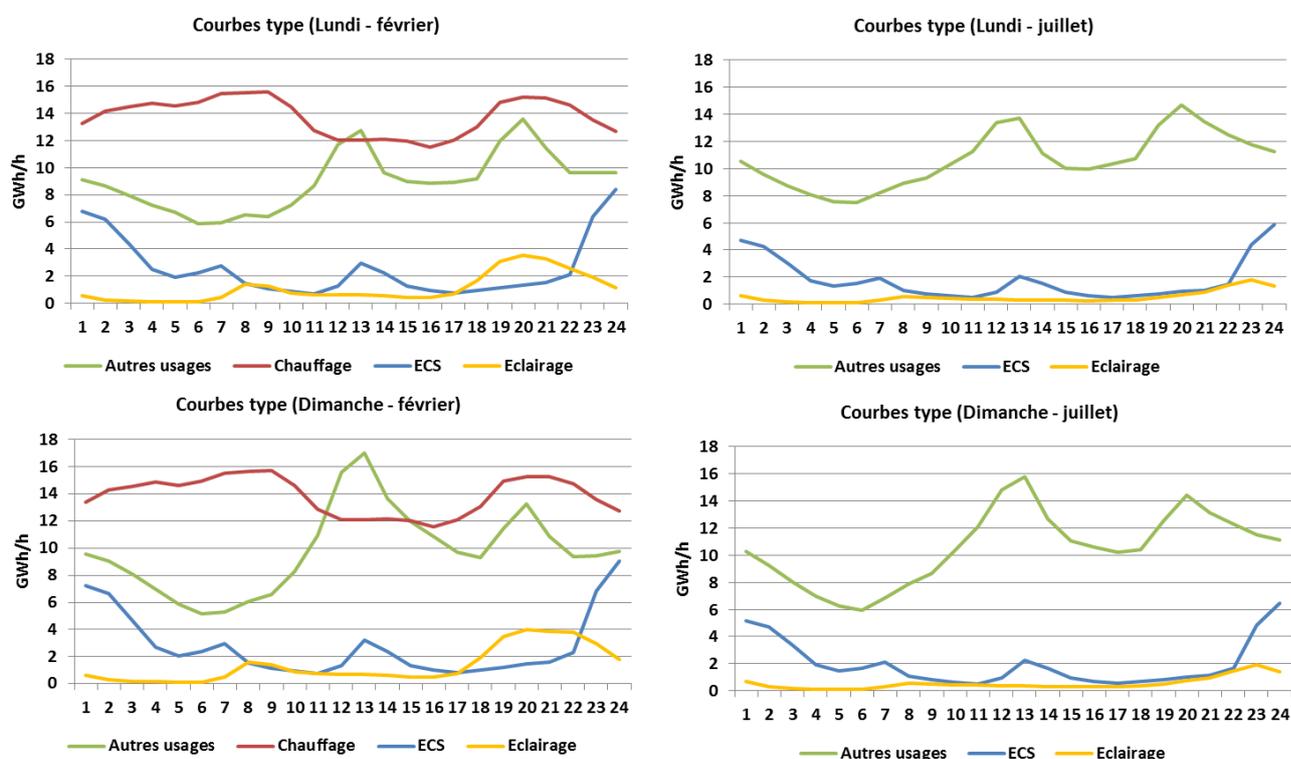
**FIGURE 5 : COURBES HORAIRES TYPES DE CONSOMMATION D'ELECTRICITE PAR SECTEURS**

<sup>7</sup> Il s'agit des usages électriques non substituables par une autre source d'énergie

### 1.1.2.2 Focus sur les dynamiques intra-journalières et les rampes

Comprendre les dynamiques de consommations intra-journalières nécessite d'adopter une échelle d'analyse qui se situe au niveau des usages qui ont chacun des profils spécifiques. La Figure 6 décrit des courbes types des usages de l'électricité dans le secteur résidentiel. Il s'agit de courbes qui reflètent la consommation de l'ensemble des ménages français, donc beaucoup plus lissées que les courbes qui seraient observées pour un ménage individuel. Les différences saisonnières (hiver/été) et journalières (semaine/week-end) sont illustrées par quatre profils :

- La courbe du chauffage qui génère un talon de consommation en hiver
- L'Eau Chaude Sanitaire (ECS). Le profil est le reflet de l'asservissement des ballons d'eau chaude fonctionnant la nuit.
- L'éclairage, avec des pics de consommation type à 8h et 20h.
- Les autres usages de l'électricité dont les pics de consommation sont situés aux heures des repas.

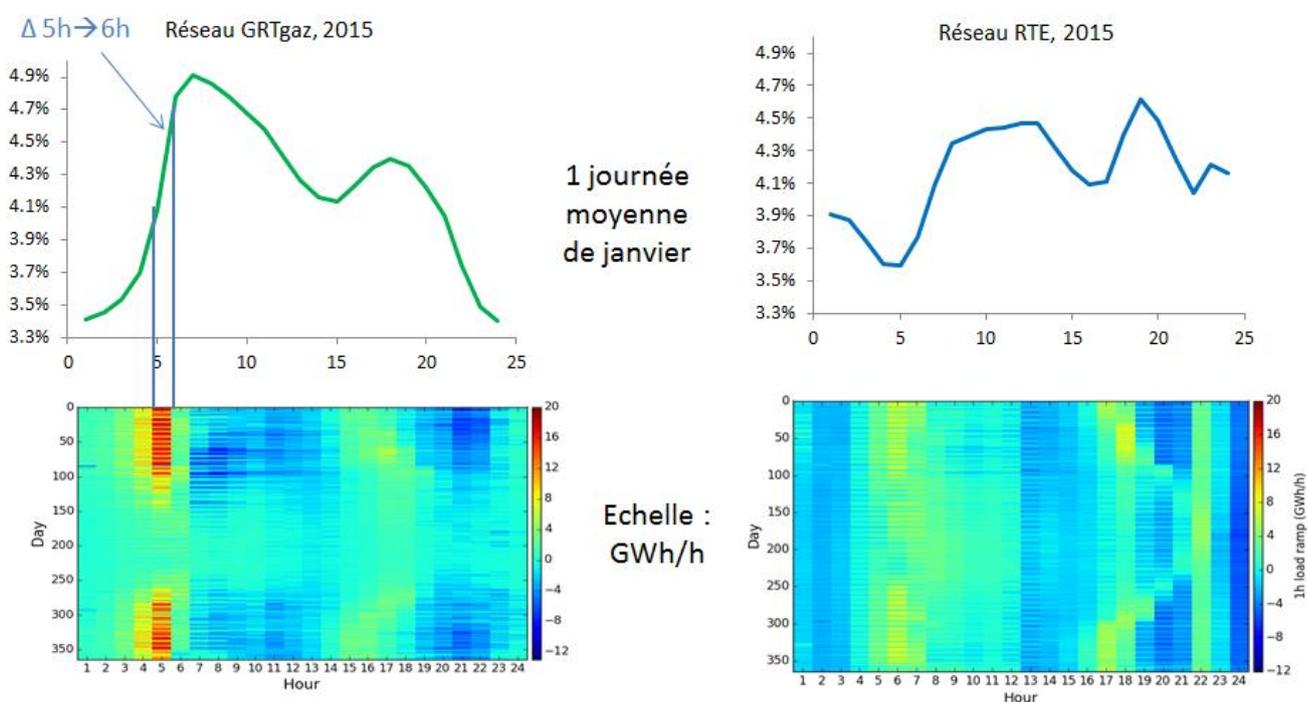


**FIGURE 6 : COURBES TYPES DES USAGES DE L'ELECTRICITE DANS LE SECTEUR RESIDENTIEL (RTE, 2018)**

La gestion des variations horaires d'appels de puissance (que nous nommons « rampes ») est un enjeu important pour assurer l'équilibre offre-demande, en particulier pour le système électrique. La Figure 7 décrit les rampes horo-saisonnnières pour les systèmes gaz et électrique en 2015, avec une illustration des profils normalisés pour une journée moyenne de janvier.

Au sein du système électrique, nous observons des rampes caractéristiques sur les intervalles 6h-7h et 17h-19h. La rampe 18h-19h a la plus forte dispersion avec des intensités qui passent de 1 GWh/h en été à plus de 8 GWh/h en hiver. Dans le cas des intervalles 23h-24h, 3h-4h, 13h-14h et 15h-16h, les rampes sont négatives toute l'année.

Au sein du système gaz, les rampes sont plus importantes, particulièrement sur la tranche horaire 5h-6h avec des intensités pouvant atteindre 20 GWh/h en hiver. Cependant, la gestion des rampes est plus aisée que pour le système électrique car le réseau de gaz permet de disposer d'une importante flexibilité.



**FIGURE 7 : RAMPES HORO-SAISONNIERES DES SYSTEMES GAZ ET ELECTRIQUE POUR L'ANNEE 2015**

L'intensité des rampes du système électrique pourrait augmenter à l'avenir avec la pénétration du renouvelable variable et le pilotage de la demande. Des consommations résiduelles<sup>8</sup> négatives ont d'ores et déjà été observées au Danemark : plus de 100h en 2014 avec une production allant jusqu'à 119% de la demande (Buttler et al., 2016).

L'analyse de l'impact de la pénétration du renouvelable sur l'intensité de la consommation résiduelle a été réalisée dans (Huber et al., 2014) et (Buttler et al., 2016) pour les 27 pays de l'Union Européenne, avec une analyse des bénéfices liés aux interconnexions. Des études sont également réalisées à des échelles nationales, par exemple :

- en Californie (Shaker et al., 2016) (CAISO, 2013), dont l'objectif est d'assurer 50% de la production d'électricité d'origine renouvelable<sup>9</sup> en 2030 (CPUC, 2017).
- en Allemagne, dont l'objectif est de porter la part des énergies renouvelables à 80% de la production d'électricité en 2050 (Schill, 2014). L'analyse des rampes issue de la pénétration des énergies renouvelables variables est discutée dans (Schill, 2014), avec des scénarios à l'horizon 2030 et 2050.
- en France, une évaluation journalière et hebdomadaire de la consommation résiduelle a été réalisée à l'horizon 2030 dans le Bilan Prévisionnel réalisé par RTE en 2015 (RTE, 2015). En particulier, les impacts différenciés du photovoltaïque (modification journalière de la consommation résiduelle) et de l'éolien (suppression de la périodicité hebdomadaire) ont été explicités.

---

<sup>8</sup> Consommation brute diminuée de la production fatale.

<sup>9</sup> En août 2017, PG&E, SCE et SDG&E affichaient des taux de fourniture d'origine renouvelable respectivement de 33%, 28% et 43% (CPUC, 2017). Un projet de loi fixant un objectif d'approvisionnement de 100% en 2045 est en cours d'établissement (California Legislative Information, 2018).

## 1.2 Gaz et électricité : deux énergies de réseau disposant d'importantes infrastructures

### 1.2.1 Caractéristiques du système gaz

Le gaz est apparu en France à la fin du 19<sup>ème</sup> siècle avec la construction d'usines aux abords des villes permettant de produire du « gaz manufacturé » à partir de la houille. C'est seulement dans la seconde moitié du 20<sup>ème</sup> siècle que de grandes infrastructures nationales de transport de gaz et d'importations de « gaz naturel » ont été mises en place. La construction du réseau de transport démarra en 1958 et son développement fut important dans les années 60 (Beltran, 1992). On assista simultanément à la mise en place de terminaux méthaniers afin d'être en mesure de recevoir du Gaz Naturel Liquéfié (GNL), ainsi qu'à la construction de stockages souterrains de grande capacité.

Jusqu'en 2005, les activités de production/fourniture, de transport et de distribution de gaz étaient assurées par Gaz de France<sup>10</sup>. La loi du 9 août 2004 a établi la séparation de ces activités avec l'entrée de la fourniture dans le secteur concurrentiel, tandis que le transport et la distribution conservent le statut d'activité régulée. Ainsi, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) propose tous les quatre ans un tarif des prestations de transport et le soumet pour approbation au gouvernement. Ce tarif est calculé pour couvrir les dépenses d'exploitation et rémunérer les investissements. Les conditions d'accès aux infrastructures gazières sont fixées par des directives et des règlements européens, puis transposés dans les droits nationaux.

L'entreprise GRTgaz a été créée le 1<sup>er</sup> janvier 2005. ENGIE et la Société d'Infrastructures Gazières sont les actionnaires de l'entreprise, respectivement à la hauteur de 75% et de 25%. GRTgaz possède deux filiales :

- GRTgaz Deutschland qui opère le gazoduc MEGAL reliant la République tchèque, l'Allemagne, l'Autriche et la France
- Elengy qui exploite trois terminaux méthaniers en France

Il existe aujourd'hui deux opérateurs de réseau de transport : GRTgaz (32 320 km de réseau) et Téréga dans le sud-ouest de la France (5 100 km de réseau). Aujourd'hui, le réseau de GRTgaz est interconnecté avec les réseaux allemands, belges et suisses tandis que Téréga est connecté à l'Espagne.

---

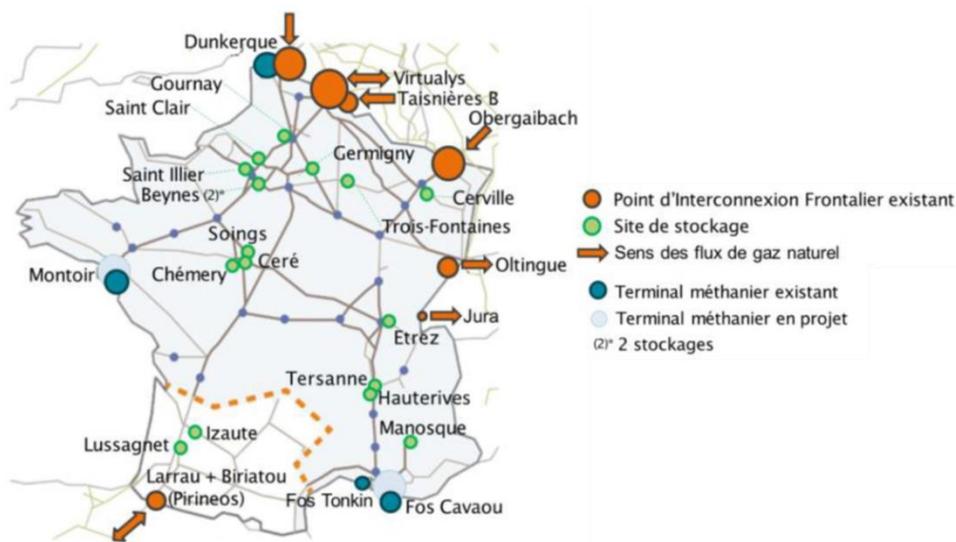
<sup>10</sup> Entreprise créée suite à la loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation des entreprises d'électricité et de gaz.

La Figure 8 permet de visualiser le positionnement du réseau de transport, les sites de stockage, les terminaux méthaniens, ainsi que les principaux points d'interconnexion. La Norvège est le principal fournisseur de gaz naturel en France, suivi des Pays-Bas (11%), de la Russie (11%) et de l'Algérie (9%) (Tableau 5).

Norvège	Pays-Bas	Russie	Algérie	Nigéria	Qatar	Autres <sup>11</sup>
42%	11%	11%	9%	3%	1%	23%

**TABEAU 5 : REPARTITION DE L'APPROVISIONNEMENT EN GAZ NATUREL EN 2016**  
(GRTgaz, 2017b)

L'approvisionnement s'effectue via le réseau européen de gazoducs ou par importations sous forme de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) via quatre terminaux méthaniens : Montoir-de-Bretagne, Fos-Tonkin, Fos-Cavaou et Dunkerque. Ces infrastructures sont complétées par 16 sites de stockage souterrain constituant un volume total utile de 134.6 TWh (GRTgaz, 2017b).



**FIGURE 8 : LES INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT DE GAZ ET LEURS INTERCONNEXIONS**  
(GRTgaz, 2016)

26 stations de compression permettent de réguler le débit et la pression du réseau, notamment afin compenser les pertes de charge, la vitesse d'écoulement du gaz étant d'environ 30 km/h. Le diamètre des canalisations en acier peut aller jusqu'à 1.20 m et la pression maximale est de 95 bar. Les canalisations sont enfouies à 1 mètre sous terre et leur présence est signalée par des balises de couleur jaune. Les investissements qui concernent la maintenance du réseau sont chaque année d'environ 300 millions d'euros (GRTgaz, 2017b).

<sup>11</sup> Achats de gaz naturel sur les marchés du nord-ouest de l'Europe.

Les opérateurs d'infrastructures de transport de gaz et d'électricité publient tous les ans un plan décennal de développement du réseau, conformément au Code de l'Energie. Ce rapport a pour objectif de définir les infrastructures devant être réalisées dans les 3 ans, ainsi que des orientations pour les 10 prochaines années : les besoins d'extension éventuels et le développement des capacités d'échange avec les réseaux adjacents.

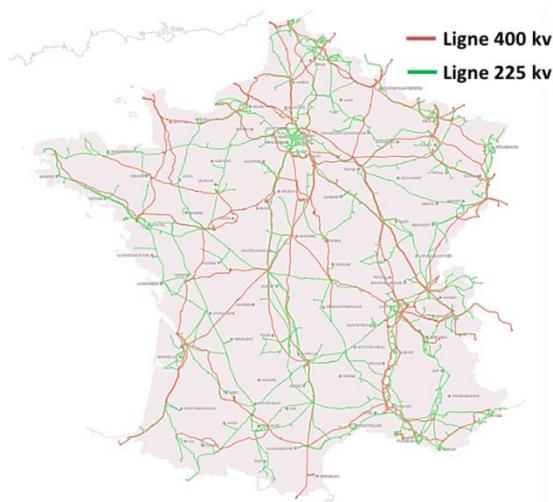
Certains consommateurs de gaz sont directement raccordés au réseau de transport : c'est le cas de 14 centrales de production d'électricité, ainsi que 869 clients industriels. 195 000 km de réseau de distribution complètent ces infrastructures de transport pour satisfaire la demande des secteurs résidentiel et tertiaire. GRDF en est le principal exploitant, aux côtés de 22 Entreprises Locales de Distribution (ELD).

Des postes de détente permettent d'assurer la jonction transport-distribution en abaissant la pression à des niveaux toujours inférieurs à 25 bars. Les canalisations dont la pression est supérieure à 8 bars sont en acier, tandis que les autres peuvent être en acier ou en polyéthylène. Pour les pressions les plus faibles (> 50 mbar), les conduites sont parfois en cuivre ou en fonte (GRDF & ADEME, 2011). A la différence du réseau de transport, le réseau de distribution n'est pas maillé. Ainsi, le gaz circule de manière gravitaire jusqu'au client final (GRDF & ADEME, 2011).

### **1.2.2 Caractéristiques du système électrique**

La production d'électricité a débuté à la fin du 19<sup>ème</sup> siècle avec la mise en place de centrales électriques (charbon, hydroélectricité) associé à l'installation de petits réseaux locaux pour procéder à l'électrification des tramways, des métros et des chemins de fer. Un plan d'interconnexion national a ensuite été lancé en 1938 par l'Etat, afin de relier les infrastructures locales entre elles gérées par de nombreuses compagnies privées (ENEDIS, 2018). Le réseau s'est ensuite développé à partir des années 1950 afin d'accompagner l'accroissement de la consommation d'électricité.

Le réseau de transport est actuellement géré par RTE et comprend 105 000 km de lignes dont 46% de lignes très haute tension (400kv et 225kv, Figure 9) et 54% de lignes haute tension (150kv, 90kv et 63kv). Le réseau de distribution est géré par Enedis et également plusieurs Entreprises Locales de Distribution (ELD). Il comprend 622 187 km de lignes moyenne tension (20kv) et 701 858 km de lignes basse tension (400v ou 230v).



**FIGURE 9 : RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE AU 31 DECEMBRE 2015**  
(RTE, 2017b)

2740 postes électriques permettent de transformer et répartir l'électricité. Depuis 2012, les investissements annuels de RTE sont d'environ 1.4 milliards d'euros. Ils se répartissent comme suit : 51% pour l'alimentation électrique, 29% pour l'accueil du nouveau mix énergétique, 14% pour le développement des interconnexions et 6% pour la sûreté du système électrique (RTE, 2018).

En 2017, le nucléaire a participé à la production totale d'électricité à la hauteur de 72%. La part de l'hydraulique était de 10%, et les contributions de l'éolien, du solaire et des bioénergies se sont élevées respectivement à 4.5%, 1.7% et 1.7%. La part des unités de production thermiques était de 10.3%, dont 7.7% pour les centrales utilisant du gaz (RTE, 2018).

L'utilisation du gaz pour la production d'électricité (corrigée des variations climatiques) a fortement augmenté dans les années 2000. Elle a ensuite sensiblement diminué jusqu'en 2014, atteignant un niveau très bas de 8 TWh. En 2015, 2016 et 2017, la demande de gaz pour la production d'électricité par les CCG a connu une nette reprise avec des valeurs respectivement de 22, 46 et 55 TWh (GRTgaz, 2018). Ceci est notamment<sup>12</sup> dû à une succession de périodes de froid et une disponibilité réduite des centrales nucléaires. 14 centrales à Cycle Combiné au Gaz (CCG) étaient raccordées au réseau en 2017, représentant une puissance installée de 6.3 GWe. Cette valeur pourrait être portée à 6.7 GWe avec la mise en service de la centrale de Landivisiau en 2022. 3 turbines à combustion sont également en service avec une puissance cumulée de 0.8 GWe. Par ailleurs, 873 unités de cogénération (4.4 GWe) sont raccordées au réseau de transport ou de distribution (GRTgaz, 2017b).

Le solde des échanges français, exportateur depuis de nombreuses années, s'est établi en 2017<sup>13</sup> à 38 TWh avec 74.2 TWh d'exportations et 36.2 TWh d'importations. De nouveaux records d'échange en puissance ont été atteints : 17 GW en solde exportateur, 10.6 GW en solde importateur (RTE, 2018).

<sup>12</sup> La volatilité du niveau de production des CCG et des TAC est également liée à la différence entre le prix de l'électricité sur le marché et le coût variable de production de la centrale corrigé du prix du CO<sub>2</sub> (« clean spark spread »).

<sup>13</sup> Il s'agit cependant du solde le plus bas depuis 2010.

### 1.2.3 Flexibilité des systèmes gaz et électrique

#### 1.2.3.1 Flexibilité du système électrique

L'électricité est un vecteur énergétique qui se stocke difficilement, ainsi l'offre de production doit être à chaque instant égale à la demande pour éviter un effacement total du réseau (« black-out »).

#### Flexibilité des moyens de production

La modulation de la charge des moyens de production pilotables est la source de flexibilité classique utilisée par le système électrique. Les centrales thermiques ont en général la possibilité de démarrer et répondre rapidement aux fluctuations de la courbe de charge (Tableau 6).

	Centrale nucléaire	CCG
Durée de démarrage à froid	1/2 jours	3 heures
Durée de démarrage à chaud	2 heures	30-60 minutes
Rampe de puissance maximale (%P <sub>n</sub> /min)	7	5

**TABLEAU 6 : FLEXIBILITE DES CCG ET DES CENTRALES NUCLEAIRES**  
(Cany, 2017)

Les centrales nucléaires sont en général utilisées en base, mais leur utilisation en France est un cas particulier : elles sont en effet davantage mobilisées pour un suivi de charge en raison de leur actuelle prépondérance dans le mix électrique. Il a cependant été démontré dans (Cany, 2017) qu'au-delà d'un taux de pénétration<sup>14</sup> des moyens de production éolien et solaire de 30%, le parc nucléaire peut difficilement assurer par lui seul les variations de puissance demandées.

#### Effacement par signal tarifaire

La gestion de la charge par signal tarifaire a été mise en place dès 1965 via le tarif « heures pleines/heures creuses ». En 1982, la tarification « Effacement Jour de Pointe (EJP) » a fait son apparition dans l'objectif d'inciter à des réductions temporaires du niveau de consommation lors des pointes hivernales. Le mécanisme d'effacement par signal tarifaire pourrait évoluer à l'avenir vers des systèmes plus complexes (tarification dynamique en fonction du niveau de production des énergies renouvelables), dans un contexte de déploiement des réseaux électriques intelligents ou « SmartGrids » : des réseaux au sein desquels les acteurs (producteurs, consommateurs, opérateurs de réseaux) interagissent grâce aux technologies de l'information et de la communication (NTIC).

Au-delà de la dimension technique, la propension des individus à modifier leurs comportements est un enjeu majeur. La recherche d'un fonctionnement efficace du mécanisme d'effacement fait donc intervenir le champ disciplinaire sociologique à travers des études théoriques (Barthe et al., 2015), (Brisepierre, 2015) et des projets pilotes (SMARTGRIDS - CRE, 2018).

---

<sup>14</sup> Typiquement 10% de solaire et 20% d'éolien.

## Technologies de stockage

**Les volants d'inertie** sont des systèmes très réactifs (Figure 10) qui permettent de fournir des services de régulation de fréquence, de maintien de la tension et/ou d'optimiser la production des énergies renouvelables intermittentes. Ils assurent la conversion de l'électricité en énergie cinétique de rotation via une masse enfermée dans une enceinte de protection et reliée à un générateur.

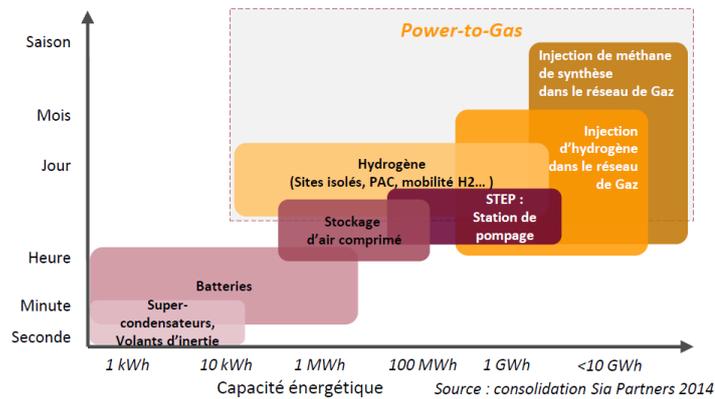
**Les batteries** sont adaptées aux besoins d'optimisation intra-journaliers et également pour les besoins de stabilité du réseau en raison des temps de réponse relativement courts. Il existe plusieurs technologies de batteries candidates ayant des caractéristiques variées (puissance, capacité, rendement et coûts).

**Le stockage par air comprimé** (Compressed Air Energy Storage – CAES) peut être incorporé aux turbines à gaz. Il permet de décaler la phase de compression de l'air et d'utilisation de la turbine, ceci en comprimant et en stockant l'air en période de faible demande électrique. Il y a seulement deux sites actuellement opérationnels dans le monde : l'unité de production d'Huntorf en Allemagne (290 MW, 1978) et l'unité de McIntosh (110 MW, 1991) en Alabama). La filière<sup>15</sup> ne s'est pas développée en raison de la faible rentabilité des installations (rendement de 50%) (CDE, 2018) .

**Les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP)** sont les unités de stockage les plus utilisées en France et dans le monde. Leur fonctionnement repose sur le stockage gravitaire de l'eau par pompage en heures creuses suivi de réinjections d'électricité en heures de pointe par turbinage. Il s'agit d'une solution de stockage à faible coût de fonctionnement, à forte capacité de stockage et dont la durée de vie est supérieure à 40 ans. La capacité installée actuelle est d'environ 5 GW. Le potentiel théorique pour l'installation de nouvelles unités en France est estimé 7 GW, mais il est considéré comme difficilement atteignable compte-tenu de la complexité de mise en place de tels systèmes (ENEA, 2012).

---

<sup>15</sup> Les systèmes CAES adiabatiques pourraient cependant relancer l'intérêt porté à un tel type de stockage. Ils envisagent d'augmenter l'efficacité du procédé via l'ajout d'un sous-stockage thermique. Cela pourrait porter le rendement à 70%, la chaleur produite lors de la compression étant restituée à la détente. Les systèmes CAES isothermes effectuent quant à eux l'extraction de la chaleur de l'air au fur à mesure de sa compression, à la différence du système adiabatique dans lequel la chaleur est extraite après la compression. Le rendement pourrait ainsi être porté à 95% (CDE, 2018).



**FIGURE 10 : CAPACITE ET DUREE DE DECHARGE DES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE D'ELECTRICITE (Sia Partners, 2015)**

La transformation d'électricité en hydrogène ou méthane de synthèse est quant à elle une solution de stockage de grande capacité et de longue durée. Ce procédé nommé « **Power-to-Gas** » (**PtG**), représente une opportunité de synergies entre le système électrique et le système gaz, dont les infrastructures sont fortement développées et dont les capacités de stockage sont environ 300 fois plus importantes (plus de 130 TWh) (ADEME, 2014b) que celles du réseau électrique en France. Il s'inscrit alors de manière pertinente dans un objectif d'amélioration de la flexibilité du système énergétique national et européen. La filière Power-to-Gas, actuellement en phase pilote en France, fera l'objet d'une description détaillée dans la section suivante.

### 1.2.3.2 Flexibilité du système gaz

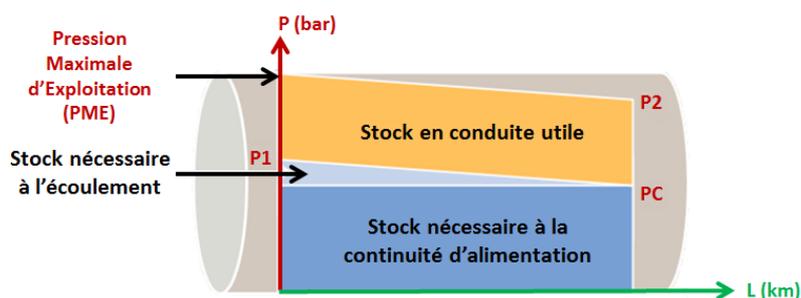
Le système gaz dispose de divers moyens de flexibilité : des cavités de stockage gérées par les opérateurs de stockage, des sites de stockage GNL gérés par les opérateurs de terminaux méthaniers et une source interne propre au réseau de transport : le stock en conduite. Une flexibilité est également fournie au réseau GRTgaz par les autres réseaux de transport avec les approvisionnements en gaz par 5 Points d'Interconnexion Réseau (PIR)<sup>16</sup>.

#### Stock en conduite

Le stock en conduite est utilisé en priorité pour assurer les besoins de flexibilité intra-journaliers des consommateurs<sup>17</sup>. Il permet notamment au réseau de jouer un rôle « d'accordéon » avec un stockage la nuit pour répondre aux besoins de pointe. Il est exprimé en GWh/jour, et son volume est déterminé en retranchant à la quantité totale de gaz :

- le stock nécessaire à la continuité d'alimentation déterminé par une pression minimale  $PC$  ;
- le stock nécessaire pour assurer l'écoulement déterminé par un niveau de pression minimal  $P1$  en amont de la canalisation.

Le stock en conduite utile est ainsi déterminé par la Pression Maximale d'Exploitation (PME) en amont de la canalisation,  $P1$ ,  $PC$ , et le niveau  $P2$  atteint en aval (Figure 11).



**FIGURE 11 : STOCK EN CONDUITE D'UNE CANALISATION DE TRANSPORT DE GAZ (GRTGAZ, 2013B)**

Le stock en conduite de GRTgaz atteint 300 GWh/jour en été, et 150 GWh/jour en hiver permettant ainsi d'assurer l'intégralité des besoins de flexibilité des consommateurs (source interne GRTgaz).

<sup>16</sup> Il existe également 6 Points d'Interconnexion Réseau Régional (PIRR).

<sup>17</sup> Les sites de consommation de gaz naturel dont le besoin de modulation intra-journalière moyen dépasse 0.8 GWh/jour sont appelés Sites Fortement Modulés (SFM). Ils correspondent aux moyen de production d'électricité (CCCG/TAC) dont le profil de production est fortement lié aux besoins de flexibilité du système électrique.

## **Infrastructures de stockage du gaz**

Il existe 15 sites de stockage, principalement exploités par Storengy et Teréga (IGF, 2017):

- 10 sites en nappe aquifère : le gaz est injecté dans la roche en grande profondeur (plusieurs centaines de mètres) ;
- 4 sites en cavités salines, obtenues préalablement en injectant de l'eau qui dissout progressivement une partie du sel ;
- 1 site en gisement de gaz naturel déplété (mis sous cocon en 2012).

Les infrastructures de stockage en place permettent d'éviter des investissements supplémentaires dans le réseau de transport. Elles permettent également de créer de la valeur sur les marchés lorsqu'il existe un différentiel de prix hiver/été.

Un rapport évaluant la capacité du réseau à répondre à la pointe hivernale notamment en fonction du niveau de remplissage des stockages et des dernières tendances en terme d'importations est publié tous les ans (GRTgaz, 2017b).

## **Gestion de la demande en gaz**

Le mécanisme de Demand-Response a été peu étudié pour le système gaz, en raison de sa capacité plus importante à gérer les pointes de consommation, à la différence du système électrique.

Un projet de contrôle automatique des usages de Décembre à Février entre 6h et 9h du matin pour les secteurs de l'industrie et du tertiaire a été mis en place par National Grid pour la ville de New-York, régulièrement confrontée à des difficultés d'approvisionnement en hiver (National Grid, 2018).

Par ailleurs, la possibilité de diminuer les pics de consommation de gaz dans le secteur résidentiel selon des tarifs de type heures pleines/creuses est évaluée<sup>18</sup> dans (Li et al., 2016). La publication décrit un cas d'étude pour la ville de Zhengzhou en Chine, pays dans lequel les pénuries de gaz sont fréquentes en raison d'un système d'approvisionnement peu performant mais également de tarifs du gaz (contrôlés pas le gouvernement) particulièrement bas et qui nécessitent selon les auteurs d'être réformés car ils génèrent des consommations excessives. Les résultats soulignent une diminution de l'écart entre le pic et le creux de consommation lorsque le tarif « heures pleines » augmente. En revanche, cela ne contribue pas à diminuer la facture énergétique des ménages. Ceci est dû à l'hypothèse que la consommation d'énergie des ménages est constante. Autrement dit, une diminution de la consommation en gaz naturel se traduit par une augmentation de la consommation d'électricité.

---

<sup>18</sup> Les auteurs utilisent une modélisation multi-agents dans laquelle figurent le gouvernement, les fournisseurs de gaz naturel et d'électricité, ainsi que les clients résidentiels avec sept niveaux de revenus différents. Le niveau de réponse des clients du secteur résidentiel est évalué d'après leur sensibilité au tarif du gaz naturel qui dépend lui-même du revenu du ménage.

## 1.3 Gaz et électricité au cœur des préoccupations pour les transitions énergétiques

### 1.3.1 Objectifs et scénarios en France

La France s'est fixée un objectif de division par quatre des émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 dans le cadre de la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) (MEDDE, 2015b). Par ailleurs, pour accélérer la transition énergétique et la mise en œuvre de l'Accord de Paris établi lors de la COP21, un objectif de neutralité carbone pour 2050 a été présenté en 2017 (MTES, 2017a). Ces objectifs sont porteurs d'ambitions fortes pour les systèmes gaz et électrique, dont les volumes de annuels de consommation respectifs sont considérables (environ 450 TWh), et dont les infrastructures ont une longue durée de vie (environ 50 ans).

Les objectifs de la LTECV envisagent une importante modification structurelle du système électrique. Ils mentionnent tout d'abord une contribution des énergies renouvelables à 40%<sup>19</sup> de la production d'électricité en 2030 (MEDDE, 2015b). En parallèle, un objectif de diminution de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50% en 2025 est mentionné (MEDDE, 2015b). Cependant, cet objectif a été ultérieurement reporté à 2030.

Afin d'assurer un pilotage efficient de la LTECV, les Programmations Pluriannuelles de l'Énergie (PPE) définissent des objectifs quantitatifs par filière. Les objectifs de capacité installée en 2023 pour l'énergie éolienne terrestre/en mer ainsi que pour l'énergie solaire vont jusqu'à 26 GW/3GW et 20 GW. Les PPE sont en cours de révision afin de définir de nouveaux objectifs à l'horizon 2028.

Le système gaz doit quant à lui diminuer le recours au gaz naturel pour satisfaire la demande. Dans cet objectif, trois nouvelles filières de production « gaz renouvelable » sont actuellement envisagées :

- l'utilisation de la biomasse fermentescible pour produire du biométhane par méthanisation,
- l'utilisation de la biomasse solide pour produire du biométhane par gazéification,
- la filière « Power-to-Gas » (PtG) : la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau, avec une possibilité d'associer l'hydrogène avec du CO<sub>2</sub> pour produire du méthane de synthèse par méthanation.

Le cadre réglementaire vise à favoriser le développement de ces nouvelles filières. La PPE actuelle mentionne un objectif d'injection de biométhane dans le réseau de gaz à la hauteur de 1.7 TWh en 2018 et 8 TWh en 2023<sup>20</sup>. La Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte du 17 août 2015 envisage de porter la part de gaz renouvelable dans la consommation finale à 10% en 2030. Les opérateurs de réseaux gaziers indiquent qu'il serait possible de porter cette part à 30% d'après le scénario « B » du bilan prévisionnel 2017 (GRTgaz, GrDF, SPEGNN, & TIGF, 2017) (Figure 12).

---

<sup>19</sup> Article L.100-4 : « 4° De porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030 ; à cette date, pour parvenir à cet objectif, les énergies renouvelables doivent représenter 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz » ;

<sup>20</sup> Les travaux préparatoires de la nouvelle PPE menés dans le cadre de la SNBC (Stratégie Nationale Bas Carbone) considèrent une part de gaz renouvelable de 120 TWh à horizon 2050 [nota : valeurs à fin juin 2018].

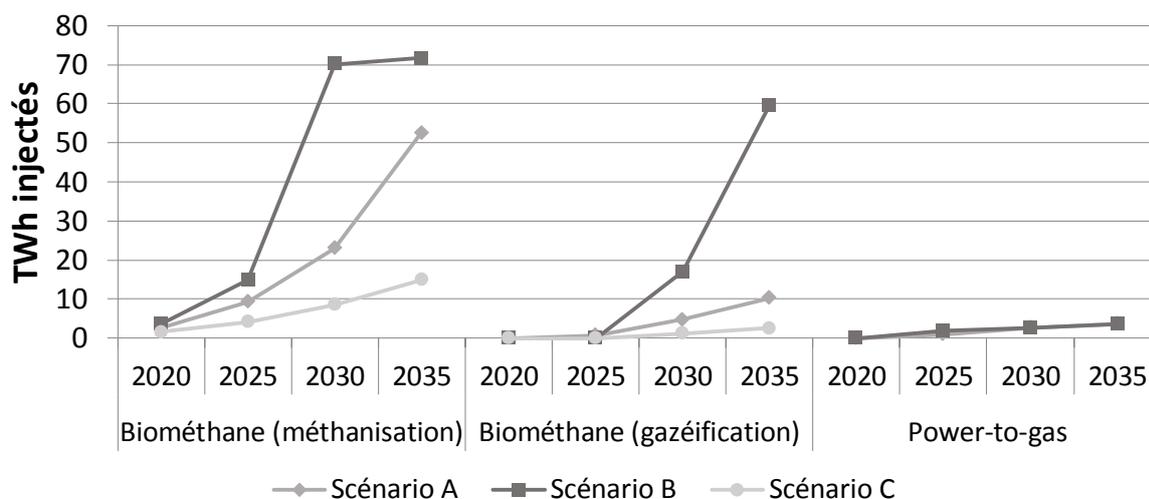


FIGURE 12 : SCENARIOS DU BILAN PREVISIONNEL 2017 DES OPERATEURS GAZIERS

Les potentiels<sup>21</sup> ont été évalués à plus long terme, dans le cadre d'un rapport étudiant la possibilité d'obtenir un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 (ADEME, 2018c). Ce rapport évalue notamment la contribution du PtG pour parvenir à cet objectif. Le potentiel technique de production de gaz renouvelables à cette date est estimé à 460 TWh dont 30% est issu de la filière méthanisation, 40% de la filière gazéification et 30% de la production de méthane de synthèse par le PtG.

Les figures 13 et 14 présentent plusieurs scénarios d'injection de biométhane issu de la méthanisation et de la gazéification, dont les niveaux atteignent respectivement environ 130/140 TWh en 2050 dans les scénarios les plus volontaristes (ADEME, 2018c).

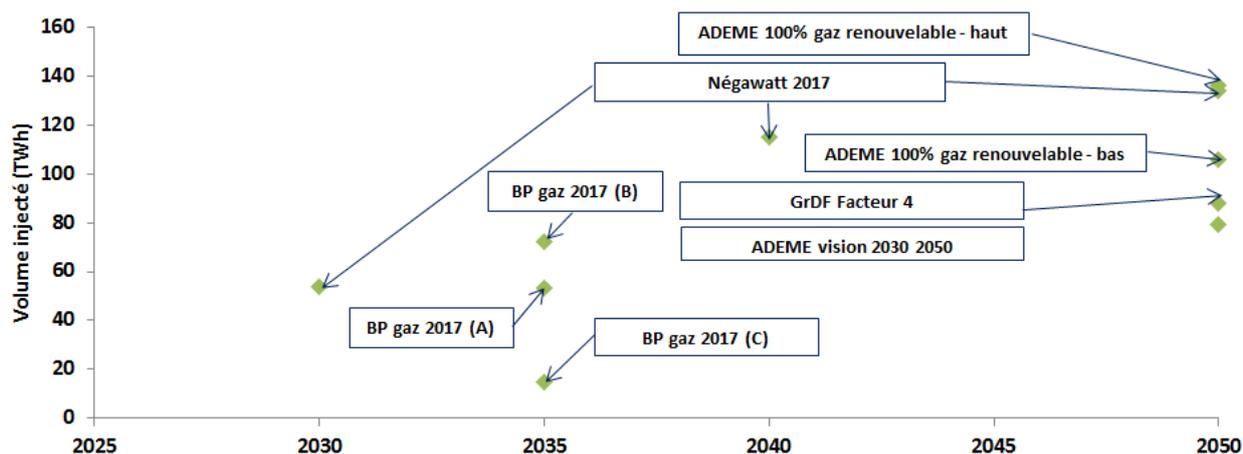
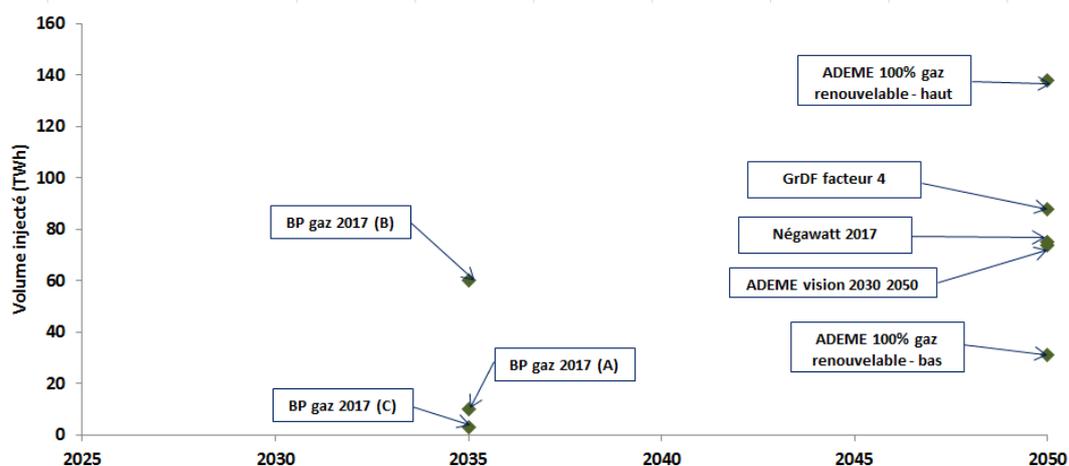


FIGURE 13 : SCENARIOS D'INJECTION DE BIOMETHANE ISSU DE LA METHANISATION

<sup>21</sup> Les potentiels techniques de production de biométhane issu de déchets, de biométhane de gazéification et de microalgues en France aux horizons 2020, 2030 et 2050 ont tout d'abord été estimés en 2009 et 2013 (GDF Suez, IFP, & ADEME, 2009) (ADEME, 2013b)(GRDF & CRIGEN, 2013a)(GRDF & CRIGEN, 2013b).



**FIGURE 14 : SCENARIOS D'INJECTION DE BIOMETHANE ISSU DE LA GAZEIFICATION**

Les initiatives réalisées en France pour développer le gaz renouvelable s'effectuent dans un cadre de déploiement européen, avec un nombre croissant de feuilles de routes et de scénarios publiés par les opérateurs de réseaux.

- Les opérateurs de réseau danois envisagent d'atteindre une fourniture de gaz 100% renouvelable dès 2035 (Green gas Denmark, 2018).
- Une feuille de route estimant le potentiel de production de biométhane en 2030 (21 TWh) a été publiée aux Pays-Bas en 2014 (IEA Bioenergy, 2018).
- L'opérateur Gas Networks Ireland estime qu'il est possible d'atteindre une fourniture de biométhane de 12 TWh en 2030, soit 20% de la demande de gaz (Gas Networks Ireland, 2018).
- Au Royaume-Uni, l'opérateur National Grid a proposé un scénario de décarbonation de la filière gaz avec une participation significative du vecteur hydrogène (IEA Bioenergy, 2018).
- En Italie, un scénario de production de gaz renouvelables de 100 TWh en 2030 et de 350 TWh en 2050 a été publié par un consortium d'acteurs (Bozzetto et al., 2017).

Par ailleurs, 7 gestionnaires de réseau de transport européens (dont GRTgaz) et deux associations se sont regroupées autour du consortium « Gas for Climate ». Un rapport évaluant la possibilité d'atteindre un objectif de neutralité carbone en 2050 notamment par la contribution du gaz renouvelable a été publié dans ce cadre (ECOFYS, 2018).

### **1.3.2 Perspectives d'interactions gaz/électricité pour la transition énergétique**

Le caractère intermittent des moyens de production éolien et solaire renforcera la difficulté d'assurer l'équilibre offre-demande d'électricité à chaque instant.

Dans cet objectif, l'opportunité d'exploiter les possibilités de variation de charge des CCG a notamment été étudiée en Grande Bretagne en raison de la participation considérable de ce type de centrale dans le mix de production d'électricité (40% en 2017). Une telle étude a par exemple été menée pour les deux zones interconnectées de la Grande Bretagne et de l'Irlande dans (Devlin, et al. 2017). Les auteurs évaluent particulièrement la capacité des infrastructures gazières à satisfaire la demande avec un cas d'étude dans lequel une forte demande de gaz est conjuguée à une faible production éolienne. Les auteurs ont démontré que le réseau de gaz permet de satisfaire la demande bien que la flexibilité des CCG soit réduite en raison de la diminution du stock en conduite.

Par ailleurs, la valorisation d'éventuels surplus de production d'électricité générés par les moyens de production non pilotables est envisagée via un renforcement de la complémentarité des systèmes gaz et électrique par le Power-to-Gas.

Une évaluation de ces surplus a été réalisée pour la France aux horizons 2030 et 2050 dans une étude publiée par l'ADEME en 2014 (ADEME, 2014b). Les scénarios réalisés envisagent des excédents résiduels<sup>22</sup> de 13 TWh en 2030 et de 34 à 67 TWh en 2050 selon les variantes. Ainsi les capacités d'électrolyseurs installées en 2030 sont comprises entre 1.2 et 1.4 GW, pour une production de gaz de synthèse de 2 TWh. En 2050, les capacités sont comprises entre 7.7 et 24 GW, avec une production comprise entre 14 et 46 TWh.

Une étude réalisée par ITM Power en 2016 (Scamman & Newborough, 2016) envisage quant à elle une utilisation du PtG afin de réduire les fluctuations de charge des réacteurs nucléaires français.

L'identification et la valorisation des surplus de production ont également été démontrées dans plusieurs études à l'échelle nationale, par exemple en Allemagne (Varone & Ferrari, 2015), en Espagne (Bailera & Lisbona, 2018) et en Grande Bretagne (Qadrdan et al., 2015).

Certaines études nationales confrontent l'opportunité d'utiliser le PtG à d'autres solutions de flexibilité. Une analyse de la pertinence des CCG et du PtG est notamment réalisée dans (Guandalini et al., 2015) pour les systèmes gaz et électrique italiens à l'horizon 2050. Le PtG permet de réduire l'écrêtage des éoliennes, mais le faible rendement de la chaîne globale ne permet pas à la technologie d'être compétitive par rapport aux CCG. Les auteurs démontrent que la compétitivité économique du PtG vis-à-vis des CCG n'est pas réalisée même si les coûts de la filière diminuent fortement : une taxe carbone doit également être mise en place.

---

<sup>22</sup> Excédents bruts moins ceux valorisés par les STEP ainsi que par l'équilibrage réalisé sur une semaine.

Les surplus de production d'électricité peuvent être utilisés afin de stocker de l'électricité sous forme de gaz « Power-to-Gas-to-Power (PtGtP) ». Cette éventualité a par exemple été étudiée au sein du système électrique dans la région de Tohoku (Japon) (Komiya et al., 2015). Les auteurs évaluent trois solutions pour gérer les surplus : un écrêtage de la production, un stockage d'électricité par batteries ou une valorisation de l'hydrogène produit en électricité. Le déploiement de cette solution est évalué selon plusieurs analyses de sensibilité au coût des technologies (réservoirs d'hydrogène, batteries) et aux contraintes d'émissions de CO<sub>2</sub>. Les résultats montrent qu'en raison du faible rendement de la chaîne globale, le PtGtP est utilisé sous réserve d'une forte réduction des coûts des réservoirs associée à de fortes contraintes d'émission.

Une étude réalisée au sein du système énergétique des Pays-Bas à l'horizon 2050 (ECN, 2014)<sup>23</sup> suggère quant à elle que les surplus de production d'électricité seuls ne suffisent pas à motiver l'utilisation du PtG : la production de méthane de synthèse s'inscrit davantage dans une logique de décarbonation du système gaz.

En France, une telle possibilité a été évaluée à partir d'un mix électrique 100% renouvelable dans une étude publiée par l'ADEME en 2017 (ADEME, 2017)<sup>24</sup>. Cette étude indique qu'en 2050, il serait possible de décarboner jusqu'à 150 TWh de gaz et 65 TWh de chaleur en utilisant des électrolyseurs. Cependant, il est mentionné que l'attractivité économique de décarboner les vecteurs énergétiques est conditionnée par un prix élevé du CO<sub>2</sub> : 300€/t lorsque l'on considère une valorisation de l'hydrogène produit en méthane de synthèse.

---

<sup>23</sup> Les auteurs utilisent un modèle d'optimisation du système énergétique (OPERA). Le scénario de référence considère trois contraintes de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> par rapport à 1990 : -50%, -70% et -85%, scénario pour lequel des variantes concernant la disponibilité des technologies et le prix des énergies sont réalisées.

<sup>24</sup> Une optimisation économique des solutions est réalisée : choix entre l'achat de gaz fossile ou la production de gaz de synthèse.

## 2 Description des filières gaz renouvelables et CCS

La section précédente a permis de décrire les enjeux de long terme pour les systèmes gaz et électrique français. Nous avons notamment mis en évidence l'émergence potentielle de nouvelles filières au sein de ces systèmes.

Dans cette section, nous effectuons une description des filières de production de gaz renouvelable car il s'agit d'éléments très récents en France, les premières tentatives de déploiement remontant au plus à quelques années. Par ailleurs, elles présentent un intérêt particulier pour GRTgaz, le partenaire industriel de la thèse.

Nous présentons tout d'abord les deux filières de production de biométhane (méthanisation/gazéification), ainsi que la technologie « Power-to-Gas » qui comprend l'injection d'hydrogène et de méthane de synthèse dans les réseaux.

Une description de la chaîne capture et stockage/utilisation du CO<sub>2</sub> est également réalisée, car elle est susceptible de présenter de fortes interactions avec les nouvelles filières gazières.

### 2.1 Le biométhane issu de la méthanisation

#### 2.1.1 Description du procédé et caractéristiques technico-économiques

Le biométhane issu du procédé de méthanisation est obtenu par épuration du biogaz<sup>25</sup> issu de la digestion de la matière organique animale/et ou végétale par des micro-organismes. Les déchets industriels et agricoles, les boues de STEP, les ordures ménagères et les Installations de Stockage de Déchets Non Dangereux figurent parmi les principales sources d'intrants<sup>26</sup> candidats<sup>27</sup>.

Un brassage accompagné d'un chauffage (environ 40°C) dans un digesteur privé d'oxygène permet d'obtenir du biogaz et en coproduit un « digestat » qui bénéficie d'un retour au sol.

Le biogaz, composé de 50 à 70% de méthane, peut être utilisé pour produire de la chaleur, dans des systèmes de cogénération, ou bien épuré afin d'obtenir du biométhane directement injectable dans le réseau de transport ou de distribution de gaz. Le rendement<sup>28</sup> de purification/injection est de l'ordre de 94% (ADEME, 2018c).

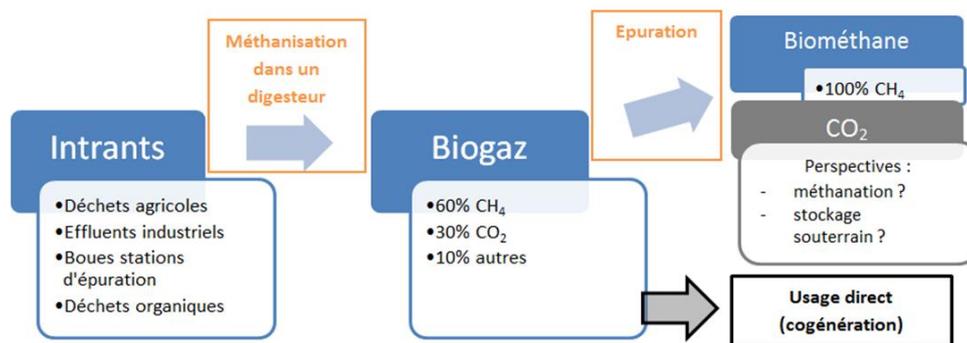
---

<sup>25</sup> Le biogaz contient du méthane (50% à 70%) mais également d'autres espèces chimiques, notamment le CO<sub>2</sub>.

<sup>26</sup> Concernant les cultures énergétiques : le décret n°2016-929 du 7 juillet 2016 fixe les seuils maximum d'approvisionnement des installations de méthanisation dans une proportion maximale de 15% du tonnage brut total des intrants par année civile.

<sup>27</sup> La digestion de microalgues pourrait être ajoutée à la liste. La mobilisation de cette ressource, encore en phase de recherche et développement, présente notamment l'avantage d'atteindre des rendements surfaciques 10 à 20 fois plus élevé que les cultures terrestres (GRDF & CRIGEN, 2013b). Le potentiel de production en 2050 estimé dans (ADEME, 2018c) est de 14 TWh.

<sup>28</sup> Il est susceptible de diminuer en période hivernale, lorsque la température des intrants est basse.



**FIGURE 15 : PRODUCTION ET MODES DE VALORISATION ACTUELS DU BIOGAZ ISSU DE LA METHANISATION**

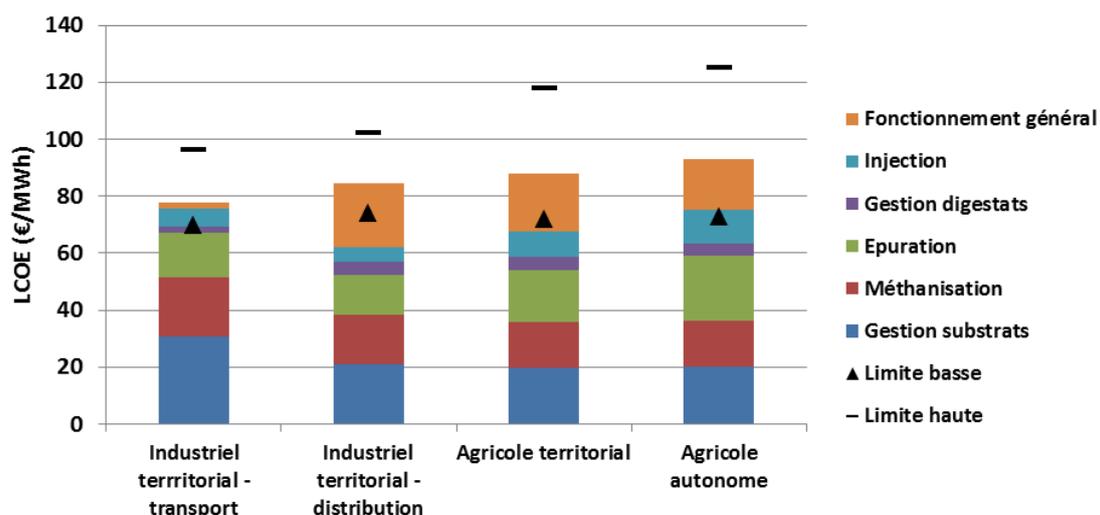
Autorisée depuis 2011 en France, la filière d'injection de biométhane est dorénavant privilégiée : une étude prioritaire pour l'injection est obligatoire lorsque la puissance installée équivalente de l'installation de cogénération dépasse 300 kWe (Legifrance, 2016).

On comptabilisait 592 unités de production de biogaz fin 2017 dont 44 sous forme de biométhane, ce qui représente un volume injecté de 408 GWh (0.1% de la consommation de gaz en 2017) (GRDF et al., 2018). Cependant, à fin 2017, l'équivalent de 8 TWh de projets a été réservé dans le registre de gestion des capacités d'injection, ce qui correspond à l'objectif de biométhane injecté en 2023 de la PPE.

La mise en place d'un projet est comprise entre 1.5 et 6 ans (faisabilité, études et construction) (ENEA, 2017). Les difficultés résident dans la gestion de la diversité de la nature des intrants, ainsi que la nécessité de maintenir une bonne qualité d'intrants sur la durée. Il faut aussi disposer d'une surface importante pour l'épandage des digestats. Enfin, le développement du projet peut être contrarié par des difficultés d'acceptabilité sociale (nuisances olfactives et sonores).

La taille et la nature des projets étant variés, il existe une incertitude sur le LCOE<sup>29</sup> des projets d'injection de biométhane. Le LCOE moyen du biométhane est (hors subvention) actuellement compris entre 80€/MWh et 95€/MWh suivant les unités de production (agricole autonome, agricole territorial, industriel territorial). Ce coût comprend la gestion des substrats, la méthanisation, l'épuration, la gestion des digestats, l'injection et le fonctionnement général.

<sup>29</sup> Levelized Cost of Energy : intègre les coûts d'investissement et de fonctionnement sur la durée de vie du système.



**FIGURE 16 : COMPOSITION DU LCOE MOYEN ET PLAGE D'INCERTITUDES POUR LE BIOMETHANE ISSU DE LA METHANISATION (ENEA, 2017)**

Depuis 2011, les producteurs bénéficient d'un tarif<sup>30</sup> d'achat d'une durée de 15 ans. Suivant la capacité maximale de production (Nm<sup>3</sup>/h) et la nature des intrants, le tarif d'achat est compris entre 46 et 139 €/MWh PCS. Ce tarif a pour objectif de couvrir les coûts de production, d'épuration et d'injection de biométhane, c'est pourquoi il est composé d'une valeur de référence et d'une prime correspondant à la nature de l'intrant (déchets de collectivités, de l'agriculture et de l'agroalimentaire...). Les producteurs<sup>31</sup> bénéficient également d'un système de garantie d'origine qui permet de décorrélérer la consommation physique de la molécule de biométhane de sa vente contractuelle à un consommateur.

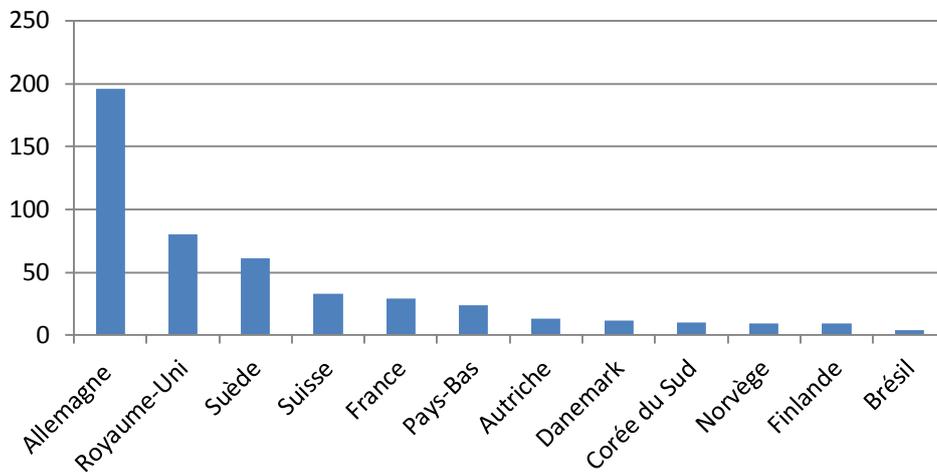
<sup>30</sup> Selon l'ordonnance n°2016-411 du 7 avril 2016 portant sur diverses mesures d'adaptation dans le secteur gazier, l'Etat a la possibilité de recourir à des appels d'offres en complément des tarifs d'achat pour soutenir la filière injection du biométhane. Des aides financières supplémentaires peuvent également être accordées par les pouvoirs publics (GRTgaz et al., 2018).

<sup>31</sup> Les producteurs ont la possibilité de s'adresser à n'importe quel fournisseur de gaz. Les Garanties d'Origine (GO) sont attribuées au fournisseur (1 GO = 1MWh) (GRTgaz et al., 2018).

### 2.1.2 Etat des lieux de la filière en Europe

Le biogaz représentait en 2015 4% de la consommation européenne de gaz naturel avec une production de plus de 180 TWh. A noter que 50% de ce volume est issu de cultures énergétiques. 62% du biogaz est valorisé pour la production d'électricité et 27% sous forme de chaleur. Les 11% restants sont transformés en biométhane ou directement utilisés dans le secteur des transports. Depuis 2014, la production de biogaz ralentit. Cela est dû à une modification des politiques de soutien en Allemagne et en Italie qui ont souhaité limiter l'usage des cultures énergétiques (IFPEN, 2017).

L'Allemagne est un pays moteur de la méthanisation avec plus de 9000 unités installées dont près de 200 permettaient de produire du biométhane en 2016 (Figure 17). A noter qu'un rythme d'installation de 1000 unités supplémentaires par an a été atteint de 2008 à 2011 (OFAEnR, 2014).



**FIGURE 17 : NOMBRE D'UNITES DE PRODUCTION DE BIOMETHANE ISSU DE LA METHANISATION (DONNEES 2016)**  
(IEA Bioenergy, 2016)

## 2.2 Le biométhane issu de la gazéification

Le biométhane issu du procédé de gazéification est obtenu en portant à très haute température de la biomasse lignocellulosique<sup>32</sup> ou des déchets n'ayant pas pu être triés et recyclés, appelés Combustibles Solides de Récupération (CSR). Le procédé comprend une phase de pyrogazéification (900°C-1200°C<sup>33</sup>) (ADEME, 2018a) produisant du bio-syngas composé d'hydrogène (30 à 45%), de monoxyde de carbone (20 à 30%), de CO<sub>2</sub> (15 à 25%), de méthane (8 à 12%) et d'azote (3 à 5%) (SIA Partners & France Biométhane, 2017). Ce bio-syngas peut être directement utilisé dans des centrales de production d'électricité, des unités de cogénération, des chaudières ou encore des procédés industriels. L'utilisation de l'H<sub>2</sub> et du CO<sub>2</sub> issu de ce bio-syngas permet d'obtenir du biométhane par méthanation injectable dans le réseau de gaz.

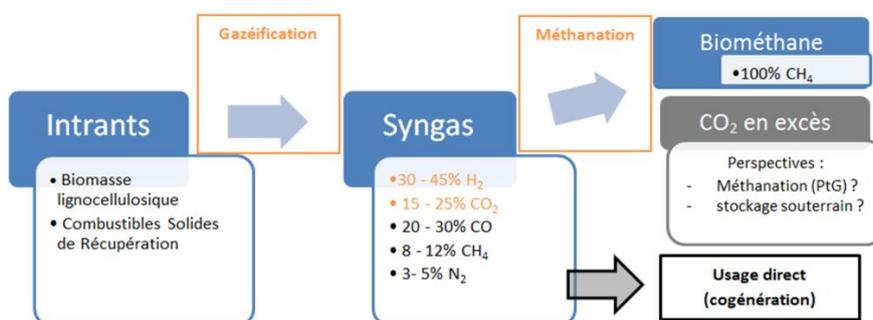


FIGURE 18 : GAZEIFICATION DE LA BIOMASSE : PRODUCTION ET MODES DE VALORISATION ACTUELS DU SYNGAS

Le rendement énergétique de la gazéification de la biomasse est de l'ordre de 60% (ADEME, 2018c). Une partie des pertes peut être valorisée sous forme de chaleur (rendement de 15%) (ADEME, 2018c). En raison d'un déficit systématique d'hydrogène pour méthaner l'ensemble du CO<sub>2</sub>, le procédé permet donc d'obtenir un gisement supplémentaire pour l'approvisionnement en CO<sub>2</sub> de la filière PtG (ADEME, 2018c). Il existe actuellement un faible nombre de projets pilotes de pyrogazéification de la biomasse, des efforts de recherche et développement restent alors à fournir. La première plateforme française de production de biométhane à partir de biomasse sèche (« GAYA ») a été inaugurée en 2017. Son objectif est d'analyser le fonctionnement d'une filière complète : approvisionnement, gazéification, méthanation, traitement de méthane de synthèse et valorisation.

Projet	Pays	Puissance (MW CH4)	Mise en service
Gobigas	Suède	20	En fonctionnement
Ambigo	Hollande	2.6	2019
Gogreengas	Angleterre	2.9	2018
Gaya	France	0.4	En fonctionnement

TABLEAU 7 : PROJETS DE PRODUCTION DE BIOMETHANE ISSU DE LA GAZEIFICATION (ADEME, 2018c)

<sup>32</sup> Bois et produits dérivés, paille et sous-produits ligneux de l'agriculture.

<sup>33</sup> Avec l'augmentation de la température, la composition en eau, méthane et dioxyde de carbone diminue, tandis que la proportion de monoxyde de carbone et d'hydrogène augmente (Danish Gas Technology Centre, 2013).

## 2.3 Injection d'hydrogène et de méthane de synthèse dans les réseaux par du Power-to-Gas

### 2.3.1 Caractéristiques technico-économiques de la filière

La Figure 19 présente le schéma de principe de la filière Power-to-Gas. L'hydrogène produit par électrolyse de l'eau peut être directement injecté dans le réseau de gaz (**filière « injection directe »**), combiné à du CO<sub>2</sub> pour obtenir du méthane de synthèse par méthanation (**filière « méthane de synthèse »**), ou encore utilisé directement à des fins énergétiques (filière « hydrogène-énergie »).

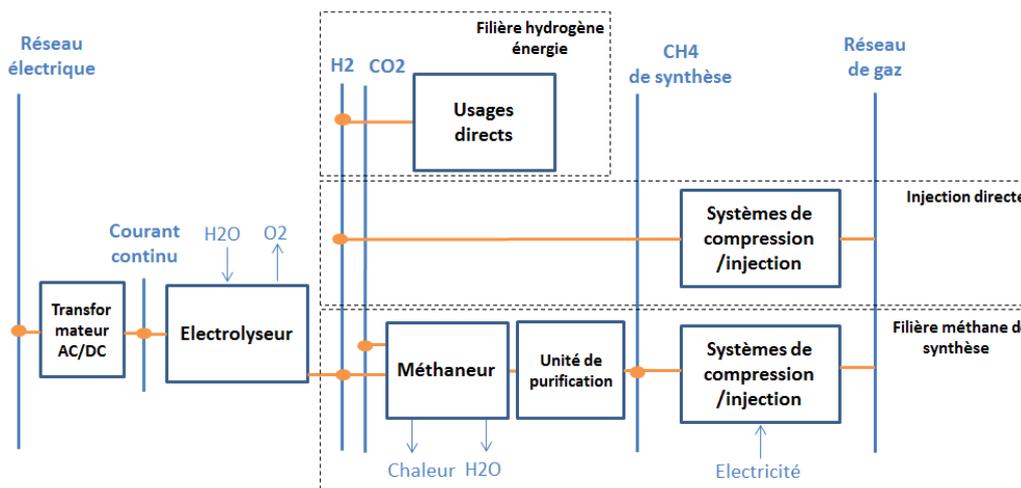


FIGURE 19 : CHEMINS TECHNOLOGIQUES LIES A LA FILIERE PTG

L'étape d'électrolyse de l'eau permet de former une molécule d'hydrogène et une molécule d'oxygène (1) à partir d'un courant continu obtenu avec un transformateur AC/DC en amont des électrolyseurs.



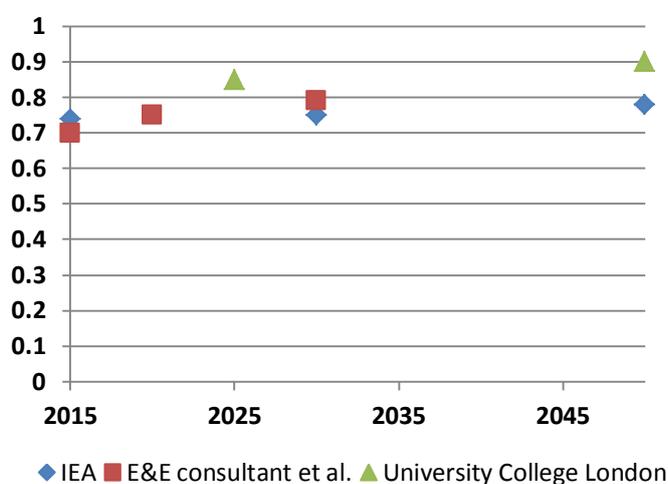
Il existe trois technologies d'électrolyseurs dont les niveaux de maturité sont actuellement différents :

- La technologie alcaline consiste à plonger deux électrodes dans une solution aqueuse d'hydroxyde de potassium. Les électrodes sont séparées par un diaphragme afin de séparer l'hydrogène et l'oxygène. Il s'agit de la technique la plus éprouvée<sup>34</sup> et dont la durée de vie est la plus importante (50 000 à 60 000 heures) (INERIS, 2016). En revanche, sa faible capacité à supporter les charges fluctuantes pourrait limiter ses perspectives d'utilisation lorsque l'électricité est produite par les énergies renouvelables intermittentes.

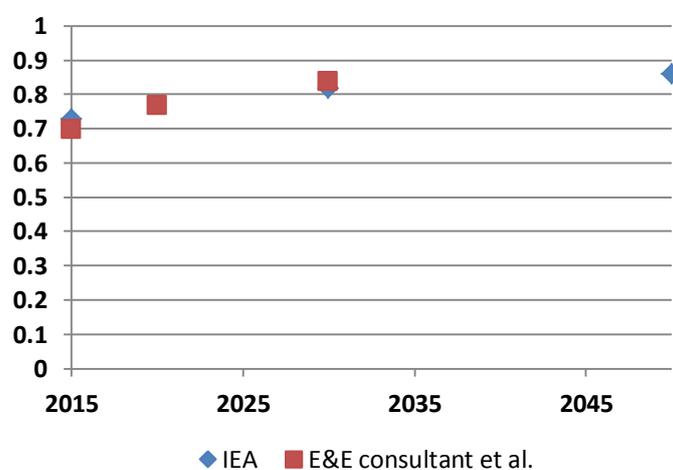
<sup>34</sup> L'industrialisation de l'électrolyse alcaline apparaît dès le début du XXème siècle.

- La technologie PEM<sup>35</sup> utilise une membrane conductrice de protons (matériau polymère) qui se substitue à la solution aqueuse de la technologie alcaline. L'électrolyse PEM permet ainsi de travailler sur de larges<sup>36</sup> gammes de puissance et de s'adapter à des variations de charge. L'utilisation de métaux<sup>37</sup> rares ainsi que le coût de la membrane réduit la compétitivité de l'électrolyse PEM (Verdin, 2018). Par ailleurs, les durées de vies sont actuellement de l'ordre de 20 000 à 40 000 heures mais la marge de progression est importante (jusqu'à 100 000 heures) (INERIS, 2016).

Les figures 21 et 22 montrent d'une part que les rendements des électrolyseurs alcaline et PEM sont similaires, et d'autre part que les scénarios d'évolution des rendements tendent vers des valeurs comprises entre 80% et 90% à l'horizon 2050, tandis que les rendements actuels sont de l'ordre de 70% (IEA, 2015) (Dodds et al., 2012) (ADEME, 2014a).



**FIGURE 21 : SCÉNARIOS D'ÉVOLUTION DU RENDEMENT DES ÉLECTROLYSEURS ALCALINE**



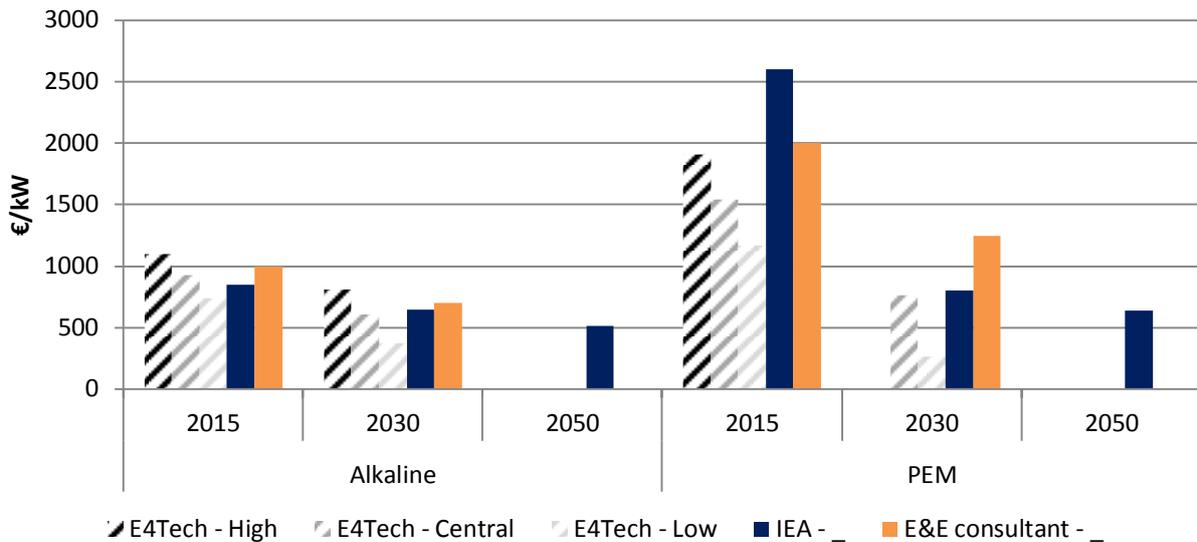
**FIGURE 22 : SCÉNARIOS D'ÉVOLUTION DU RENDEMENT DES ÉLECTROLYSEURS PEM**

Les coûts d'investissement des électrolyseurs sont de l'ordre de 1000 euros/kW pour la technologie alcaline, de 2000 euros/kW pour la technologie PEM (ADEME, 2014a). La Figure 23 présente des scénarios d'évolution des coûts des électrolyseurs issues de (IEA, 2015), (E4tech, 2015) et (ADEME, 2014a).

<sup>35</sup> Proton Exchange Membrane. Depuis les années 1970, la technologie est utilisée pour produire de l'oxygène dans les sous-marins nucléaires (Rozain, 2013).

<sup>36</sup> De 10% à 200%, voire 400% de la puissance nominale. La membrane assure en effet un fonctionnement rapide, à la différence du cas de l'électrolyse alcaline pour laquelle il faut mettre en mouvement de grandes quantités de liquide (Rozain, 2013).

<sup>37</sup> Notamment le platine et l'iridium (INERIS, 2016)



**FIGURE 23 : SCENARIOS D'EVOLUTION DES COÛTS DES ELECTROLYSEURS**

- Enfin, l'Electrolyse Haute Température (EHT) utilise une membrane céramique à base d'oxydes solides (Solide Oxide Electrolysis (SOE)). Le système utilisant ce type d'électrolyse présente l'avantage d'avoir un rendement supérieur à 80% du fait de sa très haute température de fonctionnement (700°C-900°C) (Verdin, 2018). Une utilisation de la chaleur issue des réacteurs nucléaires est ainsi envisagée afin d'assurer l'apport thermique nécessaire. La dégradation des performances est cependant plus rapide qu'avec les autres technologies, car les températures de fonctionnement génèrent de fortes contraintes sur les matériaux. Les électrolyseurs SOE sont encore en phase de recherche et développement.

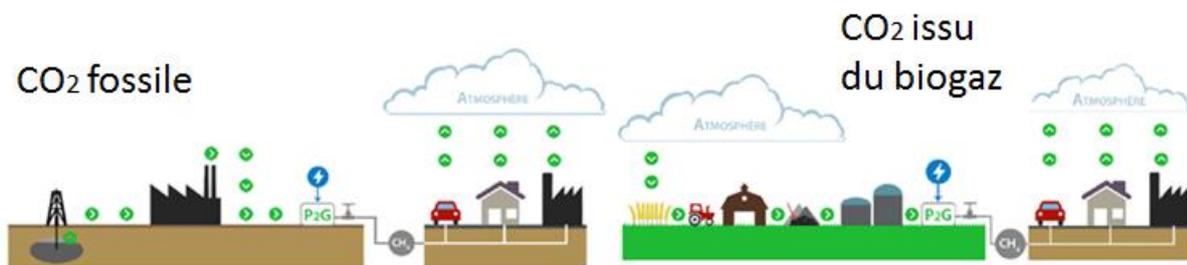
L'injection directe d'hydrogène dans le réseau de gaz est la première possibilité de valorisation de l'hydrogène produit. Il existe des taux limites réglementaires hétérogènes en Europe. Le taux en volume est par exemple fixé à 12 % aux Pays-Bas (ADEME, 2014a) tandis qu'il est de 6% en France. Il est cependant important de noter que ce taux équivaut à moins de 2% en énergie car le pouvoir calorifique molaire du méthane est plus élevé que celui de l'hydrogène.

L'étape de méthanation permet de générer du méthane de synthèse à partir de dioxyde de carbone et d'hydrogène suivant l'équation de Sabatier (2).



L'étape de méthanation requiert une unité de purification permettant d'évacuer l'eau résiduelle par condensation et de recycler les réactifs restants. On distingue la méthanation nécessitant un catalyseur (tel que le nickel (De Saint Jean, 2014)) de la méthanation biologique. Avec ce procédé, des bactéries et des micro-organismes permettent de convertir l'hydrogène et le CO<sub>2</sub> en méthane de synthèse. Cette technologie, encore en phase de recherche et développement ou en phase pilote, affiche de meilleurs rendements ainsi qu'une tolérance accrue aux impuretés et aux variations de charge (Sia Partners, 2015).

Le méthane de synthèse n'a pas le même contenu de CO<sub>2</sub> en fonction de l'origine de ce dernier. Si le CO<sub>2</sub> est d'origine fossile, alors la production de gaz prolonge le parcours du carbone, ce qui revient à émettre une seule fois pour deux usages. En revanche, si le CO<sub>2</sub> est issu de l'épuration du biogaz, les émissions lors de la combustion du gaz ne sont pas comptabilisées car le CO<sub>2</sub> a été préalablement capturé dans l'atmosphère.



**FIGURE 24 : CONTENU CO<sub>2</sub> DU METHANE DE SYNTHESE EN FONCTION DE L'ORIGINE DU CO<sub>2</sub> (STAGE GRTGAZ THIERRY DUMAS, 2014)**

Les rendements se situent dans intervalle compris entre 70% et 85%, car la réaction est fortement exothermique. Il existe donc un réel potentiel de récupération de la chaleur du procédé (ADEME, 2014b).

Une revue des études portant sur le Power-to-Gas est proposée dans (Blanco & Faaij, 2018). Les auteurs montrent que les analyses portant sur les coûts de production sont nombreuses en raison de la sensibilité du coût du méthane de synthèse aux coûts d'investissement ou encore au nombre d'heures de fonctionnement des installations. Il existe en revanche peu de publications concernant les analyses de cycle de vie et les modèles économiques.

## 2.3.2 Développement des projets PtG

### 2.3.2.1 Revue générale des projets

Les 1<sup>ers</sup> projets<sup>38</sup> de type PtG ont démarré dans les années 80, notamment via les projets EQHHP<sup>39</sup> (1986-1988) et HYSOLAR<sup>40</sup> (1986-1995) (Shibata, 2016). Les projets se sont ensuite développés au cours des années 90 et 2000. La perspective de produire un substitut au gaz naturel par méthanation apparaît au Japon<sup>41</sup> en 1994 dans l'objectif de contourner la difficulté de transporter de l'électricité sur de longues distances (Bailera et al., 2017). Dans (Gahleitner, 2013), 47 projets pilotes de production d'hydrogène par électrolyse de l'eau sont recensés entre 1990 et 2012. Le nombre de projets mis en place augmente fortement après 2010, particulièrement en Allemagne où les énergies renouvelables sont fortement développées.

Les projets pilotes ont pour objectif d'apporter des éléments quantitatifs liés à plusieurs questions techniques (dimensionnement des composants et marge de progression de leurs performances, perspectives de durée de vie, résistance aux charges fluctuantes, respect des contraintes de sécurité...) et les résultats des expérimentations peuvent également servir d'hypothèses pour la réalisation de modèles économiques.

Un recensement de projets pilotes a été réalisé dans le cadre de cette thèse (voir Annexes). Les figures 25 et 26 en font la synthèse. La Figure 25 montre un fort développement des projets destinés à la production d'électricité et à la mobilité hydrogène.

La mise en place d'électrolyseurs peut être envisagée à différentes échelles. Les projets pilotes testent actuellement des unités dont la capacité se limite à quelques MW (Figure 28), mais des unités d'environ 50 MW sont également envisagées (Farchmin, 2016).

Les projets ayant la plus forte capacité installée (6 MW) sont situés en Allemagne. Le projet « EnergiePark Mainz » a été initié en 2015 par l'université des sciences appliquées de Rhin Main. L'électricité produite au moyen d'éoliennes locales est convertie en hydrogène par 3 électrolyseurs « PEM » de 2 MW.

Opérationnel depuis 2013, le projet « Audi e-gas » se distingue par sa puissance installée (6.3 MW) et son procédé de méthanation permettant d'alimenter des véhicules. L'unité de méthanation utilise le CO<sub>2</sub> issu d'une unité de biogaz.

---

<sup>38</sup> La première expérimentation de conversion d'électricité éolienne en hydrogène par électrolyse date de 1895, par le météorologue danois Poul La Cour.

<sup>39</sup> Euro Quebec Hydro Hydrogen Pilot Project, dont l'objectif était d'acheminer de l'hydrogène produit par les centrales hydrauliques québécoises en Europe.

<sup>40</sup> Partenariat entre l'Allemagne et l'Arabie Saoudite pour produire de l'hydrogène avec de l'électricité générée par des panneaux solaires.

<sup>41</sup> Au Japon, les infrastructures gazières sont aujourd'hui encore peu développées

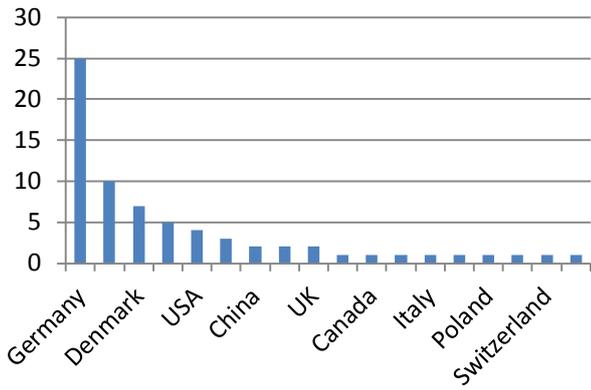


FIGURE 26 : LOCALISATION DES PROJETS PILOTES

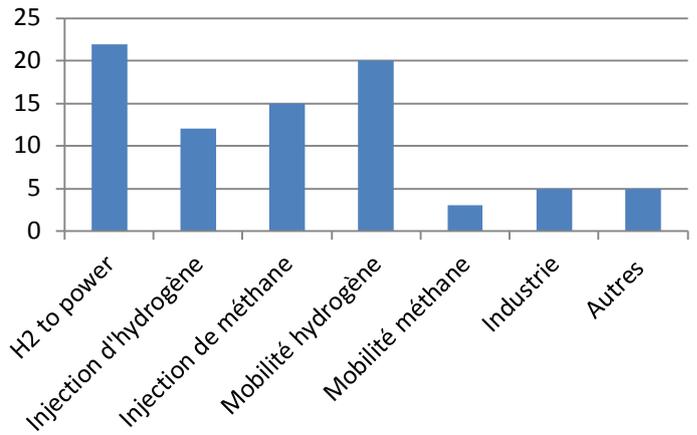


FIGURE 25 : NOMBRE DE PROJETS COMPORTANT AU MOINS UNE DES APPLICATIONS MENTIONNEES

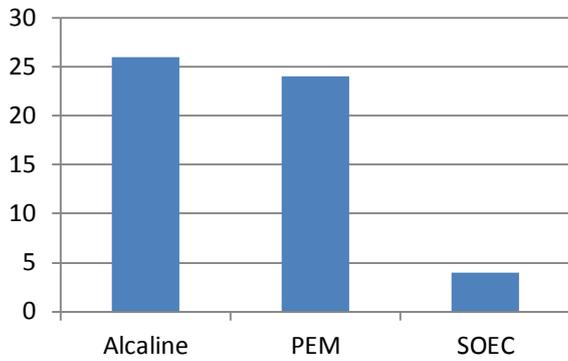


FIGURE 27 : NOMBRE DE PROJETS UTILISANT AU MOINS UNE DES TECHNOLOGIES D'ELECTROLYSEURS

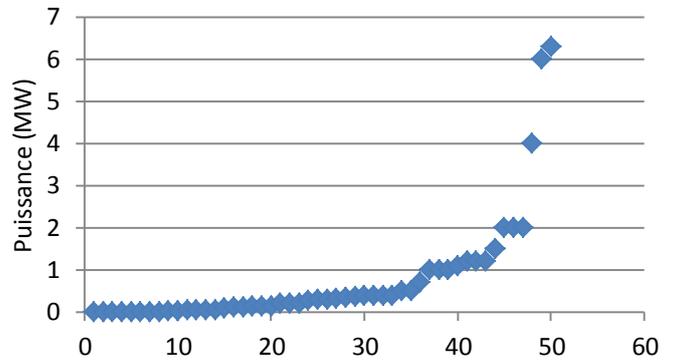


FIGURE 28 : PUISSANCE DES ELECTROLYSEURS DANS LES PROJETS EN COURS OU PLANIFIES

### 2.3.2.2 Description des projets en France

**Le projet MYRTE** (2012) lancé par l'université de Corse et le CEA, vise à optimiser la gestion d'un réseau électrique confronté au déploiement des énergies intermittentes en zone insulaire<sup>42</sup>. 3700 m<sup>2</sup> de panneaux d'une puissance installée de 560 kW sont couplés à un électrolyseur de type PEM et à un réservoir d'hydrogène. L'installation revêt le double objectif d'écarter la pointe appelée par le réseau électrique et également de lisser la puissance photovoltaïque produite (SMARTGRIDS - CRE, 2013).

Implanté sur la communauté urbaine de Dunkerque, **le projet GRHYD** est coordonné par ENGIE en lien avec 10 autres partenaires. Le premier volet du projet (dont l'inauguration a eu lieu en 2018) concerne donc une injection d'hydrogène qui sera réalisée pendant deux ans dans un réseau de distribution de gaz alimentant 100 logements, avec des niveaux compris entre 6% et 20% en volume. Le second volet prévoit<sup>43</sup> une production de carburant (« Hythane ») composé à 20% d'hydrogène et 80% de méthane est afin d'alimenter une flotte de bus.

**Le projet Jupiter 1000**, dont le pilotage est effectué par GRTgaz, vise à expérimenter l'injection d'hydrogène dans le réseau de transport et la production de méthane de synthèse par méthanation. Situé dans la zone industrielle de Fos-sur-Mer, il s'agit du premier démonstrateur français de ce type. La production d'hydrogène sera assurée par deux électrolyseurs (alcaline et PEM) d'une puissance cumulée de 1 MW, tandis que le CO<sub>2</sub> sera capté dans des fumées industrielles. La première pierre du démonstrateur a été posée en septembre 2017.

**Le projet Methycentre**, piloté par Storengy, a été lancé en juillet 2018 pour une durée de 5 ans. Il se distingue des autres projets car il a pour objectif de produire du méthane de synthèse à partir de CO<sub>2</sub> coproduit lors de l'épuration du biogaz. Il vise également à favoriser les synergies par la mutualisation des équipements de purification et d'injection, l'utilisation de l'oxygène issu de l'électrolyseur pour la purification du biogaz ainsi que la valorisation de la chaleur du méthaneur pour la méthanisation (ADEME, 2018b). L'électrolyseur est de technologie PEM et la méthanation de type catalytique.

Le projet Hycabiome, piloté par Solagro, est similaire au projet Methycentre mais utilise la méthanation biologique (SOLAGRO, 2018). Il est donc analogue au projet BIOCAT (Danemark) réalisé entre 2014 et 2016.

Le projet **Hygreen Provence**, porté par le pôle de compétitivité « Capenergies », envisage une production d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables avec un stockage de grande capacité dans des cavités salines à partir de 2024 (Capenergies, 2018).

---

<sup>42</sup> La puissance active injectée d'origine renouvelable est limitée à 30% de la puissance totale instantanée. Au-delà de ce seuil, les unités de productions peuvent être déconnectées du réseau ("SMARTGRID - CRE - Les zones insulaires," n.d.).

<sup>43</sup> La réglementation ne permet pas encore de produire ce nouveau carburant.

Le projet de recherche **Demeter (2012-2015)** a été financé par l'Agence Nationale la Recherche (ANR), avec l'objectif d'effectuer une « Démonstration de la faisabilité technique et économique d'une boucle de stockage/destockage d'électricité renouvelable sur du méthane de synthèse au moyen d'un électrolyseur à haute température réversible » (ANR, 2012). Il a notamment donné suite à un travail de thèse évaluant les performances du procédé par simulation (Er-Rbib, 2015).

Le projet **Fidelhyo**, porté par le CEA, vise à fiabiliser l'électrolyse de l'eau à haute température pour la production d'hydrogène. Dans le cadre de ce projet, la startup Sylfen a notamment été créée afin de commercialiser la technologie à l'échelle des bâtiments (TENERRDIS, 2018a).

Le projet **Themis**, porté par l'entreprise Ataway, a pour objectif la mise en place d'un démonstrateur industriel de production et de stockage d'hydrogène pour des sites isolés. Un prototype opérationnel d'une puissance de 1 kW a été mis en place (TENERRDIS, 2018c).

Le projet **Hyway** coordonné par le pôle de compétitivité TENERRDIS, vise à alimenter en hydrogène des véhicules équipés de pile à combustible (TENERRDIS, 2018b). L'hydrogène est produit *in situ* par électrolyse.

Le projet **Minerve** vise à produire du méthane utilisé comme carburant pour la mobilité GNV, et éventuellement comme combustible dans une chaudière. Le CO<sub>2</sub> est issu des fumées d'une chaufferie biomasse située à proximité (AFUL, 2018).

En parallèle de ces projets pilotes, un plan industriel de mise en place d'usine modulaires (100MWe – 40 électrolyseurs) pour produire une quantité importante d'hydrogène (14 000 t/an) est annoncé par l'**entreprise H2V** (CNDP, 2018).

### **2.3.3 Le Power-to-X**

La transformation d'électricité en un autre vecteur énergétique est qualifiée de « Power-to-X ». Le projet allemand « P2X Copernic » porté par l'université d'Aix-la-Chapelle et le centre de recherche de Jülich regroupe 18 instituts de recherche et 27 entreprises. Il vise à développer des solutions d'intégration des moyens de production électrique renouvelables intermittents via le Power-to-Gas, le Power-to-Liquid ou encore par la fabrication de substances chimiques (« Power-to-Chemicals ») (BMBF, 2018).

#### **2.3.3.1 Power-to-Heat**

Dans les pays Scandinaves ainsi qu'en Allemagne, une valorisation des surplus de production d'électricité est envisagée via une production de chaleur centralisée (utilisation des réseaux de chaleur) (Schweiger et al., 2017) (Lehr et al., 2014). Un chauffe-eau électrique de grande capacité (80MW) a été installé en 2015 à Aarhus (Danemark) (Ørsted, 2015). La municipalité travaille en partenariat avec la ville d'Harbin en Chine pour développer davantage les recherches et les projets sur ce sujet (Danish Energy Agency, 2013).

#### *Encadré : les réseaux de chaleur en France*

Les réseaux de chaleur sont apparus en France dans les années 50. Aujourd'hui, ils restent encore peu développés: ils couvrent 6% de la demande de chaleur (SMARTGRIDS - CRE) et sont répartis en 536 réseaux (CEREMA, 2016) . Le bouquet énergétique comprend aujourd'hui 30% d'énergies renouvelables.

La LTECV envisage de multiplier par 5 la quantité de chaleur et de froid en provenance des EnR en 2030 dans les réseaux de chaleur (MEDDE, 2015b). Le plan chaleur mis en place par l'ADEME en 2009 contribue à cet objectif en subventionnant les projets avec un mix supérieur à 50% d'EnR (ADEME, 2009).

### 2.3.3.2 Power-to-Liquid

De manière analogue au Power-to-Gas, il s'agit de produire des carburants de synthèse liquides à partir d'hydrogène issu de l'électrolyse de l'eau et de CO<sub>2</sub>.

Une unité de production de diesel de synthèse est implantée à Dresde. Le projet pilote est réalisé par Audi et la société allemande Sunfire. L'hydrogène est associé à du CO<sub>2</sub> issu de la production de biogaz pour générer un hydrocarbure liquide («Blue Crude») qui sera ultérieurement distillé afin d'obtenir le carburant diesel (Boudellal, 2016).

Par ailleurs, il existe des projets pilotes de production de méthanol de synthèse par association de l'H<sub>2</sub> et du CO<sub>2</sub> selon l'équation (3).



A la différence de l'hydrogène, le méthanol est liquide dans les conditions normales de température et de pression. Par ailleurs, d'après l'équation (3), produire du méthanol nécessite 25% d'hydrogène en moins que la production de méthane de synthèse par méthanation.

Une installation de production de méthanol est opérationnelle en Islande depuis 2012 avec une capacité de production de 4000 t/an (Carbon Recycling International, 2018).

Le projet européen MefCO<sub>2</sub> développe quant à lui une chaîne de production de méthanol à partir d'hydrogène obtenu par électrolyse et du CO<sub>2</sub> issu d'une centrale à charbon (MefCO<sub>2</sub>, 2018).

L'opportunité de déployer le Power-to-Liquid en Allemagne a été discutée dans (Varone & Ferrari, 2015). Dans cet article, les auteurs explorent la possibilité d'un développement conjoint du PtL et du PtG dans le cadre de la transition énergétique allemande (Energiewende). Pour ce faire, ils considèrent plusieurs scénarios de pénétration des énergies renouvelables intermittentes afin de déterminer des volumes de surplus mobilisables. Le coût de production du méthanol est notamment estimé pour une centrale de 50 MWe utilisant une pile SOEC et alimentée par des énergies renouvelables. Les valeurs calculées (80-90 €/MWh) sont similaires à celles actuellement observées (70 €/MWh).

## 2.4 Filière capture, transport et stockage/utilisation du CO<sub>2</sub>

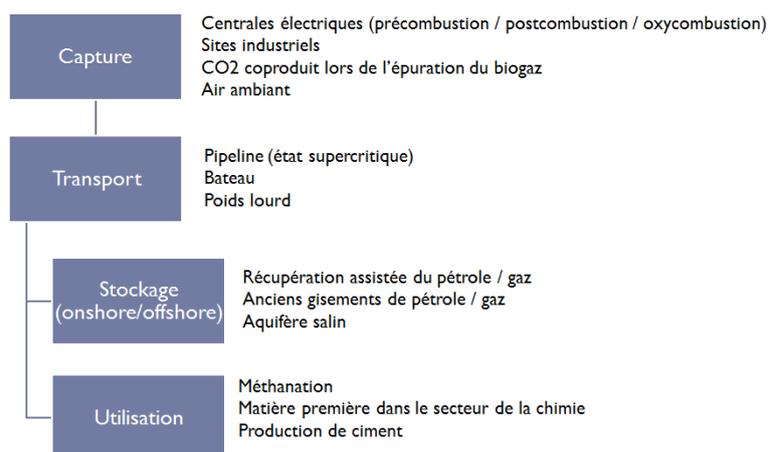
Le CO<sub>2</sub> est actuellement utilisé dans des procédés industriels (production d'engrais, gazéification des boissons...). Comme nous l'avons mis en évidence dans la section précédente, le développement de la production de méthane de synthèse par du Power-to-Gas constituerait une nouvelle utilisation de ce gaz. On envisage également d'utiliser le CO<sub>2</sub> pour la production de polymères (INERIS, 2017) ou de ciment (CNRS, 2016).

Ces exemples de *Capture et Utilisation du Carbone* (Carbon Capture and Utilization - CCU) s'inscrivent dans une filière analogue à la *Capture et Séquestration du Carbone* (Carbon Capture and Storage - CCS), dont le rôle est souvent mentionné comme déterminant dans les scénarios de décarbonation au niveau mondial. Dans le rapport « AR5 » de l'IPCC<sup>44</sup>, seulement 4 des 11 scénarios définis atteignent l'objectif de stabilisation de la concentration atmosphérique en CO<sub>2</sub> à 450ppm sans recourir au CCS (IPCC, 2014b). Par ailleurs, dans le scénario « 2DS » de l'ETP<sup>45</sup> 2016, 6.8 Gt sont stockés en 2060 et près de 11 Gt dans le scénario « B2DS » (IEA, 2016b).

Ainsi, plusieurs organismes ont été mis en place afin de développer la filière CCS (INERIS, 2017) :

- Le Global CCS Institute : il a pour objectif de promouvoir la filière dont il dresse un état des lieux en fournissant les bases de données des projets en cours et réaliser. Il participe à des financements de projets.
- Le programme « IEA GreenHouse Gas R&D » (IEAGHG) : réalise notamment des études techniques.
- La plateforme européenne ZEP : elle regroupe des industriels, des ONG, des établissements publics.
- Le réseau CO<sub>2</sub>GeoNet, qui regroupe des instituts de recherche.

L'objectif de cette section est donc de dresser un état des lieux des filières CCS en mentionnant leurs caractéristiques ainsi que perspectives de déploiement. La Figure 29 en présente les composantes principales.



**FIGURE 29 : DESCRIPTION DES COMPOSANTES PRINCIPALES DE LA FILIERE CCS/CCU**

<sup>44</sup> Intergovernmental Panel on Climate Change

<sup>45</sup> Rapport « Energy Technology Perspectives » publié tous les ans par l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE)

## 2.4.1 Capture

### 2.4.1.1 *Sources actuelles : procédés industriels, centrales électriques*

Les sources<sup>46</sup> de CO<sub>2</sub> actuellement disponibles pour la filière CCS comprennent les centrales de production d'électricité (gaz, charbon, biomasse) et les procédés industriels (industrie chimique, production d'éthanol).

On distingue trois techniques de capture pour les procédés de combustion :

- en postcombustion : Ce procédé, actuellement le plus répandu, décrit un cycle charge-régénération d'un solvant qui capture le CO<sub>2</sub> ;
- en oxycombustion : de l'oxygène pur est injecté au cours de la combustion afin d'atteindre une forte concentration de CO<sub>2</sub> dans les fumées ;
- en précombustion : ce procédé ne peut s'appliquer que sur des unités neuves. Une étape de gazéification suivie de plusieurs transformations chimiques permet d'obtenir un mélange d'hydrogène et de CO<sub>2</sub> que l'on extrait par solvant.

Quelle que soit la technique utilisée, la surconsommation d'énergie pour le captage du CO<sub>2</sub> est comprise entre 15% et 30% (Reiter & Lindorfer, 2015). Par ailleurs, les systèmes de capture réduisent la flexibilité des centrales de production d'électricité (IEAGHG, 2012).

---

<sup>46</sup> La capture du CO<sub>2</sub> présent dans l'air est également envisagée (Direct Air Capture – DAC), mais le procédé est encore en phase de recherche et développement. Il s'agit d'une opération complexe et énergivore, compte-tenu de la faible concentration de CO<sub>2</sub> : 0.039% en volume (Reiter & Lindorfer, 2015).

### 2.4.1.2 L'épuration du biogaz/syngas : de nouvelles sources candidates

Les étapes d'épuration du biogaz/syngas constituent une nouvelle source potentielle de capture de CO<sub>2</sub>. Sa réutilisation est actuellement particulièrement envisagée pour la production de méthane de synthèse par du Power-to-Gas. En effet, le CO<sub>2</sub> issu de ces procédés comporte peu d'espèces chimiques annexes, ce qui est favorable au procédé de méthanation (Reiter & Lindorfer, 2015). Par ailleurs, les concentrations en CO<sub>2</sub> sont relativement élevées (Tableau 8).

Son coût de capture est donc très faible comparé à ceux estimés pour les autres secteurs (Figure 30). Les quantités de CO<sub>2</sub> disponible pour le Power-to-Gas à l'échelle nationale à l'horizon 2050 sont estimées dans (ADEME, 2018c).

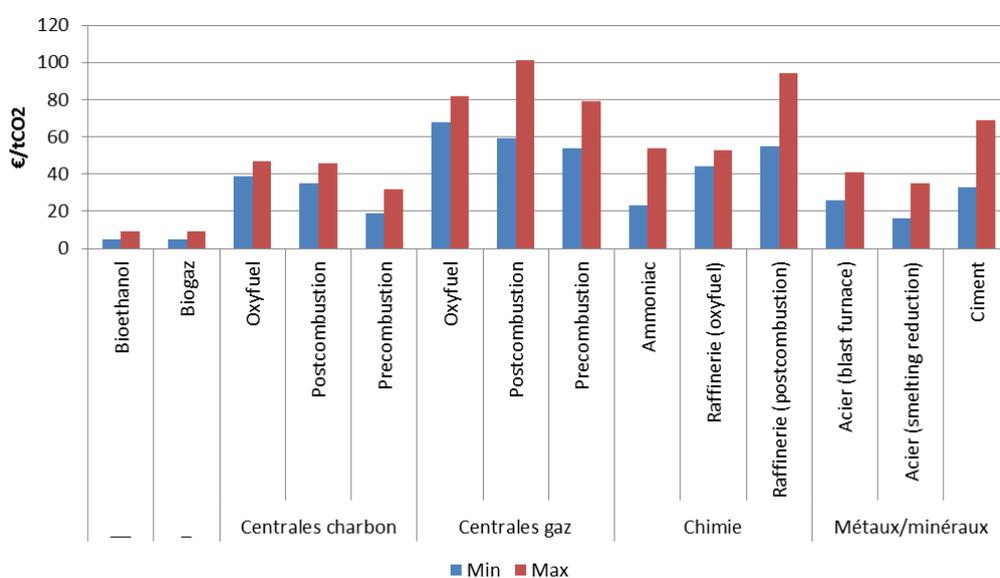


FIGURE 30 : SYNTHÈSE DES COÛTS DE CAPTURE  
(Reiter & Lindorfer, 2015)

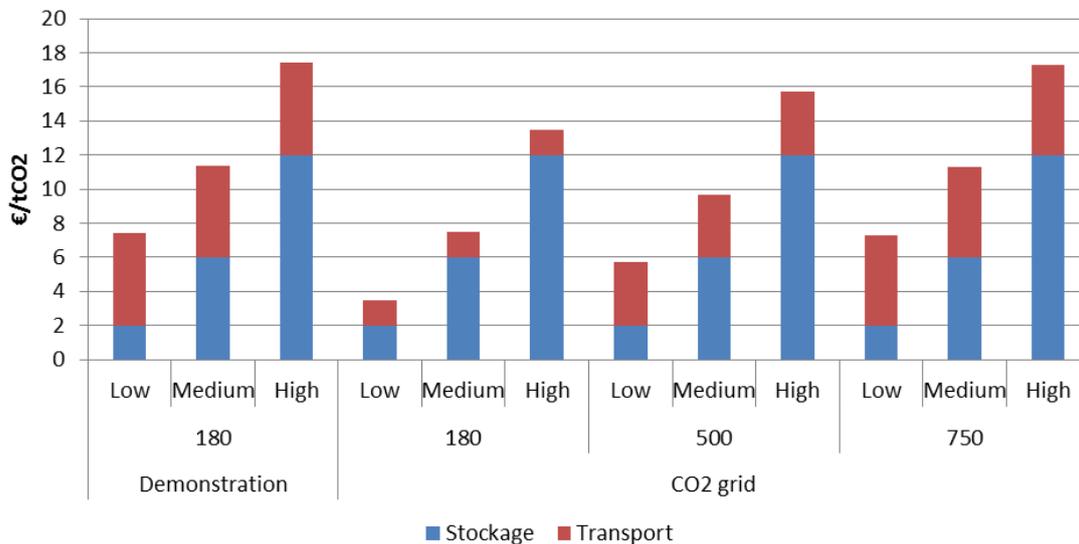
Procédés de combustion							
Charbon	Gaz naturel	Fioul	Biomasse				
12-15%	3-10%	3-8%	3-8%				
(Metz et al., 2005)							
Co-produits							
Bioethanol	Ammoniac	Biogaz	Ciment	Acier	Ethylène	Raffineries	Syngaz
~ 100%	100%	40%	20%	15%	12%	3 - 13 %	15 - 25 %
(Metz et al., 2005)							(France Biométhane, 2017)

TABLEAU 8 : CONCENTRATION EN CO<sub>2</sub> DES DIFFÉRENTES SOURCES DE CAPTURE

## 2.4.2 Transport

Le CO<sub>2</sub> peut être transporté par pipeline en phase gazeuse ou par camions/navires en phase liquide. Aux Etats-Unis, la longueur cumulée des pipelines est supérieure à 7000 km (NETL, 2015). Dans le cadre du projet de stockage du CO<sub>2</sub> à Snohvit (Norvège), une canalisation est en construction en mer de Barents (IEA, 2016a). En France, une canalisation de 30 km a été utilisée dans le cadre du démonstrateur de Lacq exploité par Total.

La Figure 31 présente des ordres de grandeurs des coûts de transport dans plusieurs cas de figure. « Demonstration » fait référence à un transport du CO<sub>2</sub> sur 180 km avec une quantité annuelle stockée de 2.5 Mt/an. « CO<sub>2</sub> grid » désigne quant à lui une estimation des coûts pour le déploiement d'un réseau à grande échelle avec des distances moyennes de 180, 500 ou 750 km, permettant de stocker 20 Mt par an.



**FIGURE 31 : SCENARIOS DE COÛTS DE TRANSPORT ET DE STOCKAGE**  
(Zero Emissions Platform, 2011)

## **2.4.3 Stockage souterrain**

### **2.4.3.1 Types de réservoirs**

Le stockage du CO<sub>2</sub> peut être réalisé dans des nappes aquifères salines profondes (> 800 m). Dans ce cas, le CO<sub>2</sub> est dissous dans l'eau. Il s'agit du type de réservoir susceptible d'autoriser les plus grandes quantités de stockage (INERIS, 2017).

Les gisements d'hydrocarbures déplétés constituent le deuxième type de réservoir éligible. Un stockage dans de telles cavités est notamment envisagé suite à une étape de récupération assistée des hydrocarbures (Enhanced Oil Recovery – EOR), dans laquelle l'injection du CO<sub>2</sub> est destinée à augmenter les quantités de pétrole extraites.

### **2.4.3.2 Etat des lieux dans le monde**

Les projets de stockage ont démarré aux Etats-Unis dans les années 1970-1980 avec la récupération assistée du pétrole. La première unité de CCS avec un gisement dédié a été mise en place en 1996. Il s'agit du site de Sleipner en Norvège, dont la capacité annuelle de stockage est de 850 kt.

A ce jour, les quantités de CO<sub>2</sub> déjà stockées sont seulement de l'ordre de 50 Mt (BRGM, 2017). Les capacités de stockage annuelles des projets de sont de l'ordre de 1 Mt par an, mis à part l'Australie qui prévoit d'exploiter des sites pouvant stocker jusqu'à 5 Mt de CO<sub>2</sub> par an.

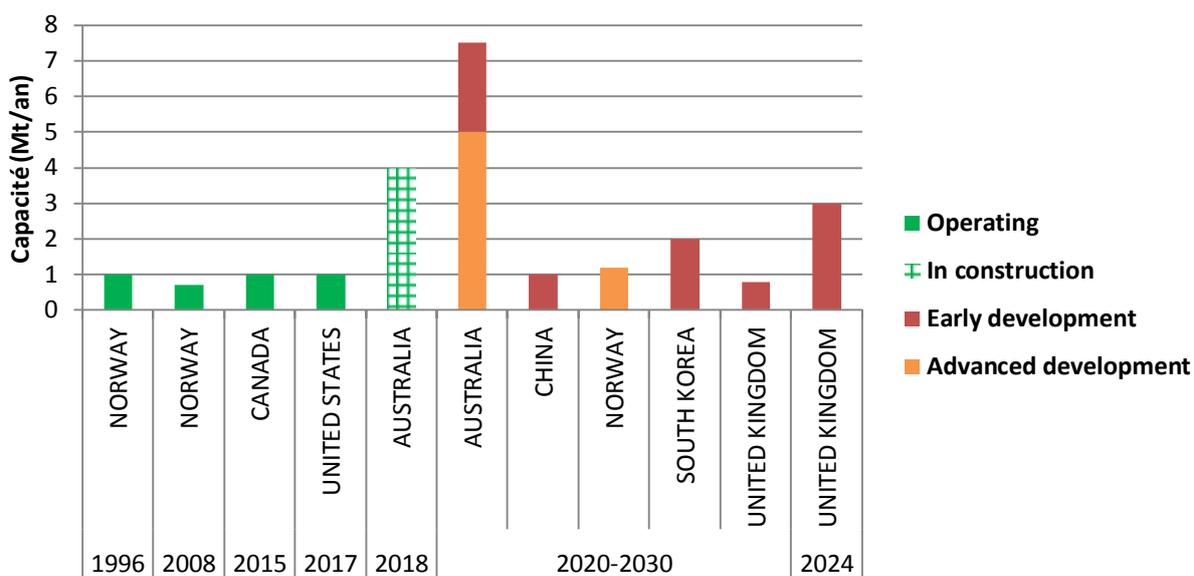
La Figure 32 dresse un état des lieux des projets à grande échelle<sup>47</sup> opérationnels, en construction et en cours de développement avec des sites de stockage dédiés<sup>48</sup>. Elle indique que peu<sup>49</sup> de projets ont été mis en place ces 30 dernières années et que le rythme de déploiement envisagé pour les prochaines années n'est pas plus élevé.

---

<sup>47</sup> « grande échelle » renvoie ici aux projets dont la capacité annuelle de stockage est supérieure à 400 kt par an et 800 kt par an si la capture est réalisée sur une centrale à charbon (Global CCS Institute, 2018).

<sup>48</sup> Par conséquent, les projets ayant pour objectif la récupération assistée du pétrole et du gaz ne figurent pas dans cette liste.

<sup>49</sup> On remarque une évolution favorable depuis 2015-2016 avec la mise en place de grands projets en Norvège et aux Etats-Unis, alors que jusqu'à présent les projets avaient tendance à être reportés ou abandonnés (INERIS, 2017).



**FIGURE 32 : SITES DE STOCKAGE DE CO<sub>2</sub> DEDIES OPERATIONNELS ET PLANIFIES**  
(Global CCS Institute, 2018)

Il existe en effet plusieurs barrières au déploiement du CCS. En Allemagne, l'opinion publique défavorable est un obstacle majeur au soutien politique du CCS (Vögele et al. 2018). Au Royaume-Uni, le soutien politique est plus important (Inderberg & Wettestad, 2015), mais de nombreux projets ont dû être abandonnés en raison de difficultés économiques (Vögele et al., 2018). L'Australie bénéficie quant à elle d'un contexte favorable au développement de la filière CCS en raison d'un potentiel de biomasse élevé et d'une politique actuelle volontariste : la plus importante unité de stockage au monde est actuellement en construction (jusqu'à 4 Mt de CO<sub>2</sub> stocké par an) (Pour et al., 2018). Au Brésil, il existe un potentiel significatif pour la capture du CO<sub>2</sub> lors de la production d'éthanol issue de la canne à sucre et de la bagasse, mais l'unique projet de stockage souterrain a été abandonné en raison d'un manque de soutien financier (Moreira et al., 2016). Au Japon et en Corée du Sud, les potentiels de bioénergies sont élevés mais les potentiels de stockage souterrain sont limités (Kraxner, Aoki, et al., 2014) (Kraxner, Leduc, et al., 2014).

Les études de cas des pays cités ci-dessus montrent qu'il existe plusieurs freins majeurs au développement de la séquestration souterraine du carbone : des difficultés d'ordre technique, économique, et aussi d'acceptabilité sociale. En outre, les contraintes sont différentes en fonction du pays dans lequel le projet est envisagé. Ainsi, évaluer la pertinence de la technologie CCS aux échelles nationales contribuera à la réalisation des espoirs de déploiement mondiaux.

### 2.4.3.3 Situation en France

Les perspectives de déploiement du CCS en France dans les 10 ans à venir sont faibles, étant donné qu'aucun projet pilote/grande échelle n'est opérationnel ou envisagé. Cela fait écho à la situation générale en Europe, où le développement des projets est fortement contraint par la faiblesse actuelle du prix du carbone.

#### *Encadré : Fiscalité du carbone en France*

La « **Contribution Climat Energie** » (CCE) est une composante sur la Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Energétiques (TICPE), elle s'applique donc aux **utilisateurs finaux** dans les secteurs du résidentiel/tertiaire et de la mobilité. Sa valeur était de **30.5 euros/tonne** en 2017 et une augmentation annuelle de 8.5 euros/tonne est prévue jusqu'en 2019. La LTECV prévoit de porter cette taxe à 56 euros par tonne en 2020 et 100 euros/tonne en 2030, d'après le rapport réalisé par Alain Quinet sur la valeur tutélaire du carbone (Quinet & Centre d'Analyse Stratégique, 2009) . Un travail est en cours à la demande du Premier Ministre pour réviser cette valeur (France Stratégie, 2018).

La taxe relevant du **système européen d'échange de quotas** (EU ETS) concerne les secteurs de **l'industrie et de la production d'électricité** qui ne sont pas soumis à la CCE (MEEM, 2016b) La valeur actuelle de cette taxe, aux alentours de **5 euros par tonne**, est due à une allocation de quotas trop importante associée à une faible demande de l'industrie.

Le CCS n'est pas explicitement mentionné dans la LTECV. En revanche, dans le cadre de la Stratégie Nationale de Recherche Energétique (SNRE<sup>50</sup>), la mission de consolider les filières émergentes (dont le CCS) en construisant des filières de recherche et en mettant en place une gouvernance a été confiée aux ministères de l'Energie et de la Recherche en 2016. La feuille de route du CCS en France, datant de 2009, pilotée par l'ADEME et le Club CO<sub>2</sub>, est en cours de révision (INERIS, 2017).

La dernière étude technique visant à identifier le potentiel de déploiement de la filière a été publiée il y a presque 10 ans par le BRGM (BRGM, 2009). Ce rapport envisageait des scénarios de mise en place du CCS à l'horizon 2050, mais également à l'horizon 2020. Il a notamment défini 4 scénarios dans lesquels sont mobilisés des sites industriels (dont des centrales électriques) candidats à la capture, des infrastructures de transport de CO<sub>2</sub> par pipeline ainsi que des sites de stockage onshore/offshore auxquels des gisements techniques de stockage ont été attribués. A l'horizon 2020, les quantités de CO<sub>2</sub> stockées annuellement allaient de 34 à 55 Mt, de 40 à 66 Mt à l'horizon 2050.

---

<sup>50</sup> La SNRE vise à identifier les enjeux de recherche et développement ainsi que les verrous scientifiques pour atteindre les objectifs de la LTECV.

Les démonstrateurs recensés ont été mis en place il y a 5 ans : un démonstrateur de captage opérationnel de 2013 à 2014 mis en place par EDF sur sa centrale thermique du Havre, ainsi qu'une chaîne complète de captage-transport-stockage mise en place par Total de 2010 à 2013 sur le site de Lacq.

De 2013 à 2018, une étude de faisabilité technico-économique d'un stockage de CO<sub>2</sub> associé à la récupération d'énergie géothermique a été réalisée (projet CO<sub>2</sub>-Dissolved) (BRGM, 2018). Par ailleurs, les travaux de (Laude et al., 2011) proposent une analyse de la faisabilité économique d'un stockage de CO<sub>2</sub> en aquifère salin capturé dans une raffinerie de sucre (CPER Artenay). Enfin, une étude des potentielles politiques de soutien au CCS en France a été effectuée dans (Ricci, 2014).

#### *Encadré : le projet pilote de Lacq*

Le projet a permis de mettre en place un captage sur une chaudière à gaz de 30 MW avec oxycombustion, un transport du CO<sub>2</sub> dans un ancien gazoduc sur 40 km puis une injection à 4500 m de profondeur dans un réservoir de gaz naturel déplété. Il n'y a pas eu d'incidents majeurs au cours du projet, hormis des aléas techniques au niveau du captage (INERIS, 2017). Le projet a notamment permis d'obtenir des enseignements techniques notamment sur le captage par oxycombustion, les évolutions de pression liées à l'injection de CO<sub>2</sub>, ainsi que la tenue géomécanique du site (INERIS, 2017). Le puit d'injection a été rebouché en 2015 et le site de stockage a fait l'objet d'une surveillance pendant 3 ans (2013-2016), conformément à la réglementation. Le projet a rencontré une opposition locale qui a occasionnée une demande d'annulation du projet, rejetée par le tribunal administratif de Pau.

#### **2.4.3.4 Les émissions négatives**

Lorsque le CO<sub>2</sub> est d'origine biogénique, sa séquestration génère des « émissions négatives » car le CO<sub>2</sub> est retiré de l'atmosphère de façon permanente, à la différence du CO<sub>2</sub> stocké en provenance de sources fossiles dont le bilan est finalement neutre. Ce procédé appelé « Bio-Energy with Carbon Capture and Storage » (BECCS) a les perspectives de développement les plus importantes en comparaison aux autres technologies d'émissions négatives (NETs) (Pour et al., 2018) (“direct air capture and storage”, “ocean fertilization”, “enhanced weathering of minerals”, “soil carbon sequestration”, “afforestation”).

Le recours aux NETs est souvent mentionné pour atteindre rapidement des objectifs de décarbonation ambitieux (IPCC, 2014a)(Minx et al., 2017).

Dans le cas des procédés BECCS, un bénéfice simultané de production d'énergie et d'émissions négatives est généré (Pour et al., 2018). Le rôle déterminant de la technologie BECCS à l'échelle mondiale a été analysé dans (Selosse & Ricci, 2014). Pourtant, elle est peu privilégiée par rapport aux autres technologies de décarbonation (Fridahl & Lehtveer, 2018). 6 projets sont actuellement opérationnels, mais un seul projet est de grande envergure, avec une capacité de stockage d'1 Mt de CO<sub>2</sub> par an (Kemper, 2017). 4 projets sont en cours de développement (« planned start »), tandis que 6 unités sont en phase d'évaluation (« Identifying and evaluating ») (Kemper, 2017).

### 3 Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons tout d'abord présenté la nature et les caractéristiques des systèmes techniques actuels pour satisfaire les demandes de services énergétiques françaises, ceci en effectuant un focus sur les systèmes gaz et électrique : leurs structuration autour de réseaux, leurs dynamiques de demande finale (variations saisonnières, intra-journalières...), leurs possibilités de flexibilité pour l'équilibre offre-demande.

Nous avons notamment mis en évidence le rôle prépondérant des systèmes gaz et électrique dans le cadre des transitions énergétiques, ainsi que la perspective d'observer un renforcement des interactions entre ces systèmes pour répondre à certains enjeux de ces transitions : la décarbonation du système gaz et l'intégration des énergies renouvelables intermittentes. Dès lors, étudier conjointement les systèmes gaz et électrique est un enjeu majeur pour analyser les positionnements possibles des nouvelles filières impliquées dans ce contexte, notamment:

- la production de biométhane issue de la méthanisation, filière mature mais encore peu développée par rapport aux gisements techniques identifiés ;
- la production de biométhane issue de la pyrogazéification de la biomasse, dont les projets pilotes sont encore peu nombreux ;
- la production d'hydrogène et de méthane de synthèse par du « Power-to-Gas », susceptible de renforcer les interactions entre les systèmes gaz/électricité. Son déploiement est actuellement dans une phase pilote ;
- la capture et le stockage/utilisation du carbone, dont les potentiels sont élevés mais les perspectives de déploiement incertaines.

Dans la suite de ce travail, nous souhaitons analyser les positionnements possibles de ces nouvelles filières sur le long terme à l'horizon 2050 pour la France afin d'apporter des éléments de réflexion sur les choix technologiques à réaliser par les acteurs de l'énergie.

Dans cet objectif, il devient alors nécessaire de prendre en compte de nombreux facteurs appartenant à un large spectre sectoriel : les données technico-économiques (potentiels, coûts...), le contexte socio-économique (niveau de demande), les objectifs/stratégies de décarbonation envisagés...

De plus, la perspective d'intégration des nouvelles filières au sein de systèmes couplés ayant des dynamiques de consommation spécifiques justifie la prise en compte des contraintes d'équilibre offre-demande dans la réflexion de long terme.

Enfin, il est indispensable de considérer des contraintes de trajectoires pour évaluer la faisabilité des objectifs à l'horizon 2050 auquel nous souhaitons travailler. Ce point est particulièrement important, car il est souvent peu abordé dans les scénarios que nous avons identifiés.

Les exigences que nous nous sommes fixées demandent donc de pouvoir analyser et mettre en relation ces nombreux paramètres, ceci afin d'être en mesure d'adopter une approche quantitative assortie d'une vision systémique. Dans ce travail, nous avons recours à la modélisation mathématique pour répondre à ce besoin. Ainsi, dans le chapitre suivant, nous présenterons le modèle utilisé pour réaliser des analyses long terme du positionnement des nouveaux chemins technologiques que nous avons présentés.

# Chapitre 2 : Construction d'un modèle bottom-up des systèmes gaz et électrique français

<b>1</b>	<b>INTRODUCTION</b>	<b>66</b>
<b>2</b>	<b>TIMES : UN GENERATEUR DE MODELES BOTTOM-UP</b>	<b>67</b>
2.1	LE SYSTEME ENERGETIQUE DE REFERENCE	69
2.2	FORMULATION MATHEMATIQUE	70
<b>3</b>	<b>DESCRIPTION DU MODELE « TIMES-FR-GAZEL »</b>	<b>73</b>
3.1	CARACTERISTIQUES ET TOPOLOGIE GENERALE DU MODELE	73
3.2	CHOIX DE MODELISATION POUR LE SYSTEME GAZ	75
3.3	CHOIX DE MODELISATION POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE	81
3.4	MODELISATION DE LA DEMANDE	85
<b>4</b>	<b>CONCLUSIONS</b>	<b>92</b>

# 1 Introduction

Dans le chapitre 1, nous avons mis en évidence les enjeux de long terme induits par l'émergence potentielle de plusieurs nouveaux chemins technologiques au sein des systèmes gaz et électrique. Dans le cadre de cette thèse, nous souhaitons comprendre leurs positionnements possibles sur le long terme. Pour analyser les conséquences et les impacts possibles des choix présents sur un horizon de plusieurs décennies, les évaluations « à dire d'expert » se révèlent difficiles.

Ainsi, afin d'être en mesure d'adopter une vision systémique associée à une approche quantitative performante pour évaluer les perspectives long terme de ruptures technologiques, nous aurons recours à la modélisation mathématique des systèmes assortie d'une démarche prospective. L'objectif d'un exercice de prospective est de fournir une aide à la décision en explorant un panel de futurs possibles, « à partir de la connaissance du présent et du passé, ceci afin d'examiner les évolutions possibles en fonction des décisions prises et des actions réalisées » (Maïzi, 2014). La prospective propose donc « d'éclairer pour demain les conséquences des décisions et des choix d'aujourd'hui » (Maïzi, 2014), et n'a donc pas pour ambition de prédire le futur.

Les outils de modélisation mathématique pour la prospective énergétique sont généralement classés d'après leur caractère « Top-Down » ou « Bottom-up ». Une approche « Top-Down » permet d'évaluer l'influence du secteur énergétique sur l'économie à partir d'une représentation de variables macroéconomiques agrégées. Les procédés ne sont pas explicitement représentés, ce qui ne permet donc pas d'appréhender le rôle des nouvelles filières technologiques au sein du système (Assoumou, 2006) (Beeck, 1999). Les modèles « Bottom-up » permettent quant à eux une représentation fine des technologies du système énergétique. Cela donne la possibilité aux modèles de mettre en exergue la fonction de chaque procédé au sein du système énergétique et d'avoir un contrôle significatif de leurs caractéristiques.

Les modèles bottom-up permettant d'effectuer une planification optimale des investissements ne permettent généralement pas de prendre en compte l'ensemble des contraintes d'équilibre offre-demande au pas horaire : temps de démarrage et d'arrêt des moyens de production (contraintes de rampes, impact de la température sur les profils de consommation, adéquation de la topologie du réseau avec la demande). Des modèles permettant d'optimiser l'opération d'un système sur une année sont donc parfois couplés avec des modèles de planification long terme (Brouwer et al., 2015) (Poncelet et al., 2016).

Dans la section 2, nous explicitons les caractéristiques du générateur de modèles TIMES qui a été utilisé dans le cadre de cette thèse.

Dans la section 3, nous présentons les caractéristiques du modèle TIMES-FR-GAZEL qui a été réalisé ainsi que les hypothèses de base que nous avons retenues pour son paramétrage.

## 2 TIMES : un générateur de modèles bottom-up

Nous souhaitons analyser le positionnement des systèmes décrits dans le chapitre 1 sur la base d'une évaluation de critères quantitatifs.

Cela motive donc le recours à l'utilisation d'outils mathématiques d'aide à la décision assortis d'un **paradigme d'optimalité** : « la recherche de l'argument  $x$  qui minimise un critère exprimé sous forme d'une fonction (ou plus généralement d'une forme)  $J(x)$ , soumis ou non à des contraintes d'égalité ou d'inégalité » (Maïzi, 2012).

Il convient également de pouvoir capter la complexité des systèmes techniques qui décrivent plusieurs chemins candidats comportant un ensemble de procédés, des ressources primaires jusqu'à la demande. Une approche de **modélisation de type «Bottom-Up»** est donc adaptée pour cet exercice de prospective.

Enfin, comme nous l'avons vu dans le chapitre 1, l'analyse du système énergétique sur la période de 32 ans qui nous sépare de l'horizon 2050 auquel nous travaillons devra être confrontée à une dynamique d'équilibre offre-demande beaucoup plus rapide, en l'occurrence le pas de temps horaire. La **prise en compte des variations intra-journalières** de la demande est donc justifiée dans le cadre d'une approche commune gaz/électricité/autres vecteurs, afin de traiter la problématique de la flexibilité et des substitutions.

Le générateur de modèles TIMES que nous avons retenu pour notre étude est en mesure de répondre à ces critères. Il s'agit d'un outil de modélisation prospective possédant une **souplesse de définition temporelle**, sectorielle et géographique. Il permet de **représenter les systèmes énergétiques de façon désagrégée** par un ensemble de briques technologiques assorties de leurs paramètres technico-économiques, et de réaliser une optimisation technico-économique de l'équilibre offre-demande sur un horizon défini. Les choix technologiques sont réalisés de façon à **minimiser le coût total actualisé** d'une chaîne énergétique de référence pilotée par la demande et soumise à des contraintes techniques, économiques et environnementales.

La famille de modèles « bottom-up » MARKAL<sup>51</sup> est développée depuis les années 80 dans le cadre du réseau de laboratoires partenaires du programme ETSAP<sup>52</sup>, mis en place par l'Agence Internationale de l'Energie (AIE). Le générateur de modèles TIMES<sup>53</sup>, est le successeur des modèles MARKAL et EFOM. Il s'agit aujourd'hui d'un outil très utilisé dans les exercices de prospective, puisque plus de 150 équipes de recherche à travers 50 pays utilisent cette plateforme de modélisation. Il existe deux rendez-vous annuels de la communauté ESTAP pour présenter des résultats et éventuellement de nouvelles possibilités de modélisation offertes aux utilisateurs.

---

<sup>51</sup> MARKET ALlocation

<sup>52</sup> Energy Technology Systems Analysis Program

<sup>53</sup> The Integrated MARKAL-EFOM System

Le formalisme TIMES autorise une souplesse de modélisation sectorielle, géographique et temporelle (ventilation de la demande selon plusieurs pas de temps ou « TimeSlices » (TS)). A titre d'exemple, le tableau ci-dessous présente les caractéristiques des modèles TIMES développés au CMA pour répondre à des problématiques variées.

Modèle	Périmètre géographique	Secteur	Désagrégation temporelle de la demande	Références
<i>TIAM-FR</i>	Monde (15 régions)	Multi-secteurs	8 TS	(Kang, 2017)
<i>T-ALyC</i>	Amérique du Sud et Caraïbes	Multi-secteurs	6 TS	(Postic, 2016)
<i>TIMES-France</i>	France métropolitaine	Multi-secteurs	Annuel	(Assoumou, 2006)
<i>TIMES-Réunion</i>	La Réunion	Système électrique	32 TS	(Bouckaert, 2013)
<i>TIMES-FR-ELC</i>	France métropolitaine	Système électrique	84TS	(Krakowski, 2016)

**TABLEAU 9 : MODELES DE LA FAMILLE TIMES DEVELOPPES AU SEIN DU CMA**

#### **Remarques**

- Il est possible d'évaluer l'impact de scénarios-variantes sur la demande par rapport à un scénario de référence en introduisant des coefficients d'élasticités. Dans ce cas, les demandes sont définies de manière endogène.
- Les prix des énergies sont exogènes. Ils sont généralement issus de modèles « top-down » de l'AIE ou de la Commission Européenne.
- L'optimisation est en général réalisée avec l'hypothèse d'une connaissance parfaite du futur. Il est cependant possible de définir un horizon myope d'optimisation avec des périodes de recouvrement.
- Les modèles TIMES sont peu adaptés pour la représentation des réseaux afin d'étudier leurs dynamiques.
- Il est possible d'introduire des incertitudes (module stochastique) ou encore un phénomène d'apprentissage endogène des technologies.

## 2.1 Le système énergétique de référence

La Figure 33 illustre la définition d'un procédé élémentaire dans le générateur de modèles TIMES, qui constitue un socle générique de modélisation caractérisé par les éléments suivants :

- **Les technologies** : elles fournissent de l'énergie (cas des centrales électriques, de la production de biométhane) ou des services énergétiques (cas des systèmes de chauffage, des véhicules) en consommant une ou plusieurs commodités définies par le modélisateur.
- **Les commodités** : elles peuvent correspondre aux vecteurs ou services énergétiques, aux matériaux ou aux émissions.
- **Les flux de commodités** correspondent aux entrées et sorties des technologies (représentées par des lignes horizontales sur la Figure 33).

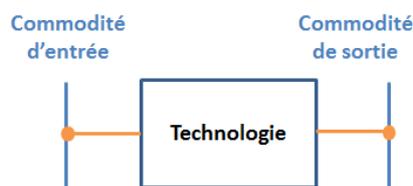


FIGURE 33 : REPRESENTATION D'UN PROCEDE ELEMENTAIRE DANS LE GENERATEUR DE MODELES TIMES

Des paramètres ou « attributs » permettent de caractériser les technologies et les commodités. Ils peuvent être d'ordre technique (capacité installée, rendement, facteur de charge, durée de vie<sup>54</sup>, ...) ou d'ordre économique (coûts d'investissement, coûts fixes et coûts variables, ...). La description de l'ensemble des technologies considérées pour le modèle conduit à l'obtention d'une chaîne linéaire de briques technologiques qui sont liées entre elles par des flux d'énergie ou de matière. Cet ensemble est appelé **système énergétique de référence (SER)**. La Figure 34 est un exemple de SER qui répond à une demande de chauffage.

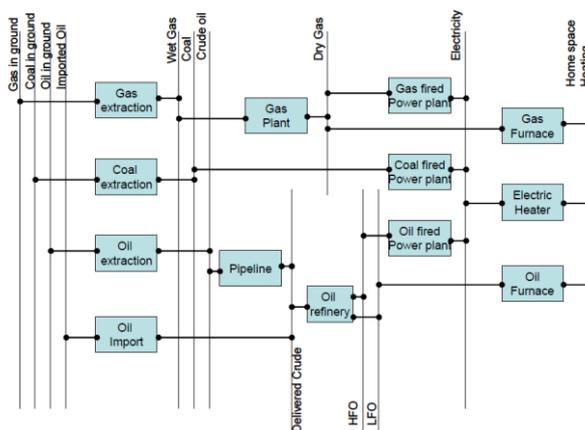


FIGURE 34 : EXEMPLE D'UN SYSTEME ENERGETIQUE DE REFERENCE  
(Gargiulo, 2009)

<sup>54</sup> Il est possible de définir une durée de vie économique qui engendre une durée d'amortissement spécifique des investissements.

## 2.2 Formulation mathématique

### 2.2.1 Nature de l'optimisation et implémentation

TIMES génère un problème d'optimisation linéaire dont la formulation générique est présentée par les équations (1) et (2). Le critère à maximiser ou minimiser est appelé « **fonction objectif** » tandis que les inconnues sont appelées « **variables de décisions** ». Les équations ou inéquations qui font intervenir les variables de décisions sont appelées « **contraintes** ». La fonction objectif et les contraintes sont des combinaisons linéaires des variables de décision.

$$\min z = \sum_{j=1}^n c_j x_j \quad (1)$$

$$x_j \geq 0, j = 1, \dots, n \quad \sum_j a_{ij} x_j \geq b_i \quad (2)$$

$x_j$  : Variables de décision du modèle

$c_j$  : Coefficients de la fonction objectif

$a_{ij}$  et  $b_i$  : Paramètres associés aux contraintes

Le problème d'optimisation linéaire de TIMES est écrit en langage GAMS<sup>55</sup>, puis traité à l'aide du solveur mathématique CPLEX<sup>56</sup>.

### 2.2.2 Fonction objectif des modèles TIMES

La fonction objectif des modèles TIMES est le Coût Total Actualisé (CTA), calculé à partir des coûts d'investissement<sup>57</sup>, d'opération et de maintenance, des importations, des revenus lors de l'exportation, ainsi que de la valeur de rachat des équipements à la fin de l'horizon étudié.

$$\min(CTA) = \min\left(\sum_{t=1}^T (1 + \alpha)^{t_{ref}-t} ANNCOST(t)\right) \quad (3)$$

**ANNCOST(t)** : Différence entre les dépenses et les revenus à la période t. On nomme « dépenses » les coûts d'investissements, les coûts fixes et les coûts variables. On nomme « revenus » la valeur actualisée des actifs et des commodités disponibles en fin d'horizon, la rémunération lors de l'exportation des commodités, ainsi que d'éventuelles subventions sur les commodités et les procédés.

**T** : Ensemble des années de l'horizon étudié

**$\alpha$**  : Taux d'actualisation

**$t_{ref}$**  : Année de référence

<sup>55</sup> General Algebraic Modeling System

<sup>56</sup> Outil informatique d'optimisation commercialisé par IBM

<sup>57</sup> Les coûts d'investissement sont répartis suivant plusieurs annuités d'après la durée de vie des technologies, calculées pour chaque période de l'horizon défini.

### 2.2.3 Contraintes fondamentales

Pour les équations ci-dessous, nous adoptons la nomenclature suivante :

$r \in R$  : la région appartenant à l'ensemble de régions  $R$

$t \in T$  : la période appartenant à l'ensemble de périodes définies  $T$

$v \in V$  : l'année d'investissement de l'ensemble  $V$

$s \in S$  : timeslice (sous – période) dans l'ensemble de timeslices  $S$

$p \in P$  : la technologie considérée parmi l'ensemble des technologies  $P$

$c \in C$  : la commodité  $c$  parmi l'ensemble  $C$  de commodités définies

#### 2.2.3.1 Capacités installées des technologies

La capacité disponible d'une technologie  $p$  à une période donnée correspond à la somme de la capacité résiduelle (liée aux investissements antérieurs à l'année de référence du modèle et encore opérationnels), ainsi qu'aux investissements réalisés avant et durant la période.

$$CAP(r, v, t, p) = resid(r, t, p) + NCAP(r, v, p) \quad (4)$$

$resid(r, t, p)$  : la capacité résiduelle pour la région  $r$ , la période  $t$ , et la technologie  $p$

$NCAP(r, v, p)$  : la nouvelle capacité installée pour la région  $r$ , l'année  $v$  et la technologie  $p$

$CAP(r, v, t, p)$  : la capacité installée prenant en compte la capacité résiduelle et les nouveaux investissements réalisés

#### 2.2.3.2 Relation entre la capacité installée des technologies et leur activité

L'équation ci-dessous décrit la relation entre les capacités des technologies et leurs flux d'énergie entrants et sortants. Le facteur de conversion (CAP2ACT) permet de calculer la production de la technologie si elle fonctionnait à puissance maximale toute l'année. La production maximale effective de la commodité est alors calculée à partir du facteur de charge<sup>58</sup> renseigné.

$$ACT(r, v, t, p, s) \leq CAP(r, v, t, p) * CAP2ACT * AF(r, v, t, p, s) * fr(r, s) \quad (5)$$

$ACT(r, v, t, p, s)$  : niveau d'activité d'une technologie  $p$

$CAP2ACT$  : facteur de conversion

$AF(r, v, t, p, s)$  : facteur de charge

$fr(r, s)$  : fraction annuelle de la tranche horaire

<sup>58</sup> Ce facteur de charge peut être défini pour chaque TS ou de façon annuelle. Dans ce cas, on utilise la notation « AFA ».

### 2.2.3.3 Relation entre le niveau d'activité et les flux de commodités

Le niveau d'activité de chaque technologie est déterminé en fonction des différents flux de commodités liés qui lui sont affectés selon l'équation suivante :

$$ACT(r, v, t, p, s) = \sum_{c \in PCG} \frac{FLO(r, v, t, p, c, s)}{actflo(r, v, p, c)} \quad (6)$$

***actflo(r, v, p, c)*** : Facteur de conversion (souvent égal à 1) liant l'activité du procédé et le flux de commodité c

***FLO(r, v, t, p, c, s)*** : Flux de commodité c consommée ou produite par le process p

### 2.2.3.4 Equation d'équilibre des flux de commodité

La somme de la production et des importations de chaque commodité doit être supérieure ou égale à la somme des consommations et des exportations. Il s'agit d'une contrainte d'égalité dans le cas de matières. Il s'agit en revanche d'une contrainte d'inégalité dans le cas des vecteurs énergétiques, des émissions et des demandes, ceci afin d'autoriser des productions excédentaires.

$$Prod(r, t, c, s) + Imp(r, t, c, s) \geq Cons(r, t, c, s) + Exp(r, t, c, s) \quad (7)$$

***Prod(r, t, c, s)*** : production totale de la commodité c durant la période t, le TS s, dans la région r

***Imp(r, t, c, s)*** : importations de la commodité c durant la période t, le TS s, vers la région r

***Exp(r, t, c, s)*** : exportations de la commodité c durant la période t, le TS s, depuis la région r

***Cons(r, t, c, s)*** : consommation totale de la commodité c durant la période t, le TS s, dans la région r

## 3 Description du modèle « TIMES-FR-GAZEL »

### 3.1 Caractéristiques et topologie générale du modèle

Le modèle TIMES-FR-GAZEL représente les systèmes d'offre permettant de répondre à des scénarios de demande finale de gaz et d'électricité. Il a été réalisé à partir du modèle TIMES-FR-ELC, initialement développé dans (Assoumou, 2006), (Krakowski, 2016) et dans le cadre des travaux de Jérôme Gutierrez afin de traiter des questions relatives à l'évolution du système électrique pour répondre à des demandes finales : impact de la pénétration du renouvelable sur la fiabilité du système électrique (Krakowski et al., 2016), analyse des conséquences de scénarios de sortie du nucléaire sur le mix électrique et la fiabilité du système (Assoumou & Maïzi, 2014).

L'optimisation de l'équilibre offre-demande est effectuée en situation de connaissance parfaite du futur. Seules les émissions de CO<sub>2</sub> sont prises en compte, les autres gaz à effets de serre et les autres externalités négatives (émissions de particules) ne sont pas considérées. Par ailleurs, les externalités négatives comprises dans l'analyse de cycle de vie des procédés ne sont pas prises en compte (traitement et stockage des déchets nucléaires, émissions pour la construction des panneaux photovoltaïques, impact des technologies sur l'eau et les sols...).

Nous retenons un taux d'actualisation de 8%. Il représente une valeur médiane entre le taux retenu par les acteurs publics (4%) (IEA, 2010) et un taux plus élevé (10%-15%) retenu par les investisseurs privés ayant tendance à atténuer les coûts variables futurs. Les prix du gaz naturel et des autres combustibles sont issus du scénario de référence 2016 de la Commission Européenne (European Commission, 2016).

L'année de référence de TIMES-FR-GAZEL est 2012 et l'horizon défini est 2050. Cet intervalle est découpé en 9 sous-périodes : la première décrit l'année de référence et les huit suivantes ont chacune une durée de 5 ans. La médiane de chaque sous-période correspond à l'année à laquelle les résultats sont donnés par le modèle, autrement dit 2012, puis 2015, 2020, ..., 2050.

Les volumes de demande sont ventilés sur 24h par jour pour disposer d'une description fine des rythmes d'usages intra-journaliers. Afin de capter les différences de consommation liées à l'activité, un jour type de semaine et de week-end est représenté pour chacun des 12 mois permettant d'intégrer les variations saisonnières. La demande est donc ventilée sur 576 TS. Cette désagrégation temporelle permet de réconcilier deux échelles de temps : d'une part une échelle pluriannuelle de planification optimale des investissements, et d'autre part une échelle permettant d'intégrer les problématiques d'équilibre offre-demande liées à des dynamiques beaucoup plus rapides.

Lorsque les contraintes définies (trajectoire de décarbonation...) ne permettent pas de satisfaire la demande sur certains pas de temps, le modèle a la possibilité de réaliser des « importations virtuelles » qui correspondent à un consentement à payer maximal ou à la possibilité d'importer de l'énergie décarbonée depuis l'étranger. Nous avons fixé le coût de cette possibilité d'importation à 500€/MWh.

La Figure 35 propose une représentation schématique du système énergétique de référence décrit par le modèle.

Les moyens de production d'électricité sont désagrégés par énergie et par type de centrale : le fonctionnement des centrales n'est pas représenté de façon discrétisée. Les échelles de réseau sont distinguées, mais les topologies fines ne sont pas prises en compte car la dynamique spatiale des flux ne constitue pas l'objet de l'étude.

TIMES-FR-GAZEL complète les modélisations réalisées au sein de TIMES-FR-ELC en intégrant les éléments suivants pour le système gaz actuel et futur :

- L'intégration des chaînes de production du biométhane issu de la méthanisation et de la gazéification. Ces chemins technologiques intègrent notamment la modélisation des potentiels d'utilisation de la biomasse, ainsi que la possibilité de stockage/utilisation du CO<sub>2</sub> issu de ces nouvelles sources de gaz.
- La modélisation de la filière Power-to-Gas, avec une possibilité d'injecter directement de l'hydrogène dans le réseau de gaz ou de produire du méthane de synthèse par méthanation.
- Une possibilité de stockage d'hydrogène et de CO<sub>2</sub> intra-journalier. Par ailleurs, le méthane (gaz naturel ou gaz renouvelable) peut être stocké à l'échelle saisonnière. La limite du volume stocké disponible correspond à la valeur actuelle de 133 TWh.
- La distinction de deux échelles de réseau : le réseau de transport qui approvisionne directement les grands sites industriels ainsi que les centrales électriques, puis le réseau de distribution qui satisfait la demande du résidentiel/tertiaire et des transports. L'injection des nouvelles filières gazières (biométhane, hydrogène, méthane de synthèse) peut être réalisée à ces deux échelles.

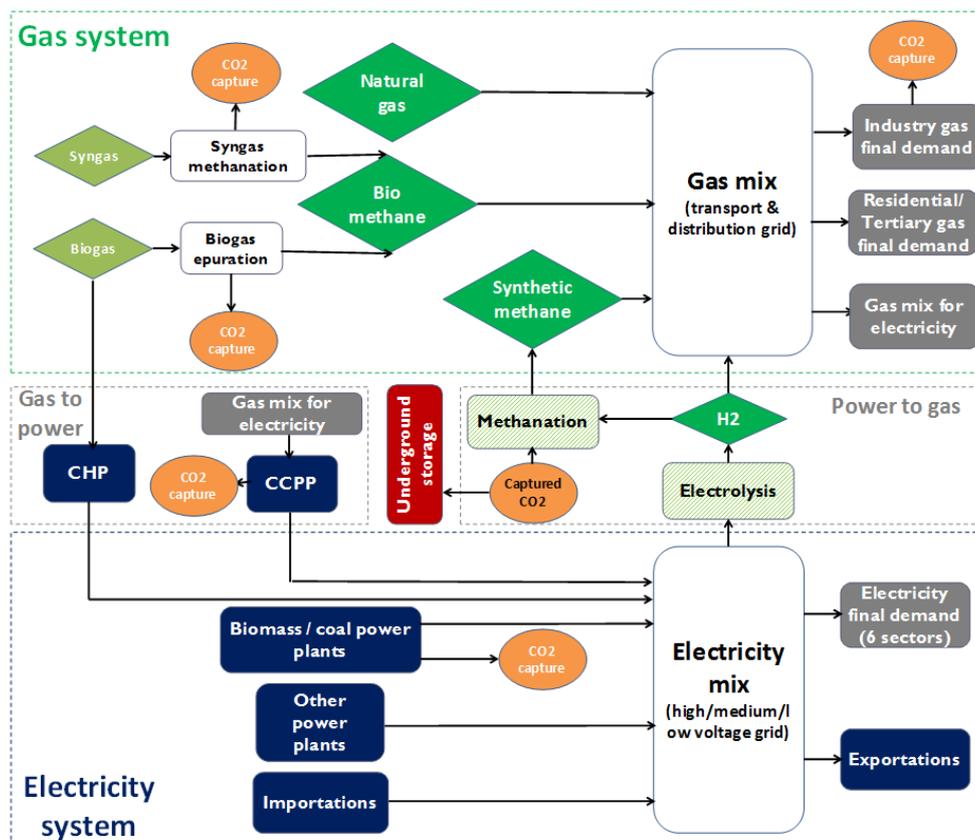


FIGURE 35 : TOPOLOGIE GENERALE DU MODELE TIMES-FR-GAZEL

## 3.2 Choix de modélisation pour le système gaz

### 3.2.1 Valorisations du biogaz issu de la méthanisation

L'obtention du biogaz issu de la méthanisation est modélisée en coûts variables sur la base d'un coût de production du biométhane de 90 €/MWh d'après (ENEA, 2017). Au sein de ce coût, nous retranchons la part épuration/injection estimée à 30€/MWh pour l'année de référence : nous obtenons donc un coût variable de production du biogaz brut de 60 €/MWh pour l'année de référence (Figure 36). La courbe de coûts croissants en fonction du niveau la ressource mobilisée dans (ADEME, 2018c) permet ensuite de déterminer des trajectoires d'évolution pour atteindre l'horizon 2050. Le gisement technique du biogaz issu de la méthanisation est de 90 TWh en 2030 (hypothèse GRTgaz) et de 152 TWh à l'horizon 2050 d'après (ADEME, 2018c).

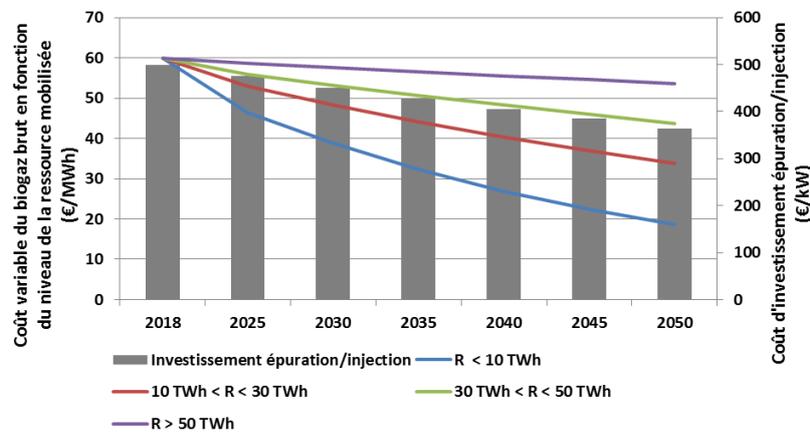


FIGURE 36 : MODELISATION DES COÛTS DE PRODUCTION DU BIOMETHANE ISSU DE LA METHANISATION

La Figure 37 décrit les étapes technologiques successives pour la valorisation<sup>59</sup> du biogaz issu de la méthanisation : l'injection de biométhane ou l'utilisation de la ressource pour la cogénération.

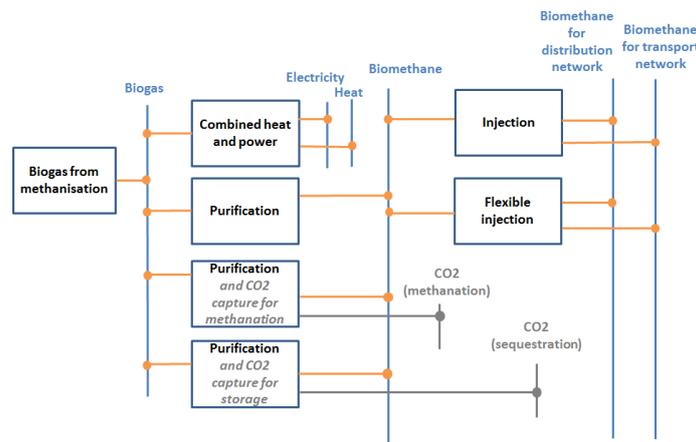


FIGURE 37 : MODELISATION DE LA FILIERE BIOGAZ/BIOMETHANE ISSU DE LA METHANISATION

<sup>59</sup> Nous avons choisi de ne pas prendre en compte la priorité actuelle donnée à l'injection de biométhane.

Les procédés de cogénération sont représentés de façon désagrégée au sein du système électrique (voir Tableau 11). La chaleur est valorisée à un prix fixé par le modélisateur. Nous retenons une valorisation de la chaleur constante sur tout l'horizon égale à 68 €/MWh issue de (AMORCE, 2016). On considère que la quantité de chaleur produite ne peut excéder celle correspondant à l'année de référence (15 TWh).

L'étape de purification permettant de produire la commodité « biométhane » est dupliquée à deux reprises pour permettre deux valorisations possibles du CO<sub>2</sub> coproduit : la production de gaz de synthèse par du Power-to-Gas (CCU) ou la séquestration (CCS). Dans ce cas, le coût de capture retenu est de 9€/t de CO<sub>2</sub> d'après (Reiter & Lindorfer, 2015). La quantité de CO<sub>2</sub> coproduit disponible pour le Power-to-Gas ou le CCS à l'échelle nationale est estimée à 17 Mt/an sur la base d'une production de 137 TWh de biométhane en 2050 (ADEME, 2018c), soit 124 kt/TWh. L'épuration du biogaz est modélisée<sup>60</sup> en coûts d'investissements d'après (ADEME, 2018c) (Figure 36). Ce coût diminue de 10% à l'horizon 2030 d'après (ENEA, 2017). Nous prolongeons cette tendance jusqu'en 2050.

Nous retenons d'après (ADEME, 2018) un rendement d'épuration/injection de 94%. L'objectif d'injection de biométhane de 8 TWh défini par la PPE pour 2023 fait l'objet d'une « borne inférieure » jusqu'en 2050. Nous considérons que le biométhane produit est injecté à 80% dans le réseau de distribution et le reste dans le réseau de transport. L'injection de biométhane est constante au cours de l'année. Cependant, le modèle a la possibilité de recourir à un procédé ayant une flexibilité journalière moyennant un surcoût de 5€/MWh, soit environ 5% du coût actuel du biométhane.

---

<sup>60</sup> Les premières modélisations effectuées étaient en coûts variables, cela avait occasionné des discontinuités de mobilisation des filières par le modèle. Une modélisation en coûts d'investissement permet d'obtenir un comportement plus réaliste.

### 3.2.2 Valorisations du syngas issu de la gazéification

Le gisement technique de bois énergie est de 25 TWh pour l'année de référence et de 122<sup>61</sup> TWh en 2050. On considère en effet que le volume actuellement utilisé pour produire de la chaleur (107 TWh) sera utilisé sur tout l'horizon. Le coût de mobilisation du bois-énergie suit une courbe de coûts croissants en fonction du niveau de la ressource mobilisée (Figure 38).

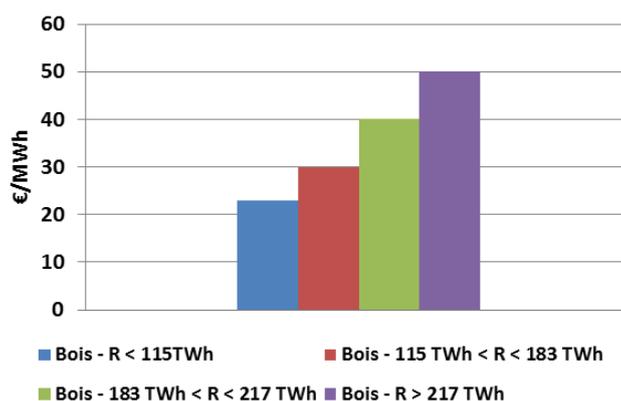


FIGURE 38 : COUT DE MOBILISATION DU BOIS EN FONCTION DU NIVEAU DE LA RESSOURCE MOBILISEE

Le bois-énergie peut tout d'abord être valorisé via la cogénération ou via la production d'électricité par des centrales biomasse dans lesquelles le bois est gazéifié in-situ afin d'obtenir le syngas nécessaire à la combustion.

Il s'agit d'un usage concurrent à la pyrogazéification du bois-énergie en vue d'une injection de biométhane dans le réseau de gaz. Sur la base d'une unité moyenne de 16 MW (ADEME, 2018c), le coût d'investissement retenu pour les unités de pyrogazéification est de 3000€/kW<sub>CH4</sub> en 2030 et de 2500€/kW<sub>CH4</sub> en 2050. Nous retenons d'après (ADEME, 2018c) un rendement<sup>62</sup> de pyrogazéification de 63%.

<sup>61</sup> Sur la base d'un gisement technique global de 229 TWh d'après (ADEME, 2018c).

<sup>62</sup> Le gisement technique de bois-énergie étant de 122 TWh en 2050, le gisement de biométhane injectable s'élève donc à 77 TWh.

Le biométhane peut également être obtenu à partir de la pyrogazéification des CSR à un coût de 40€/MWh d'après (ADEME, 2018c). Le gisement retenu en 2050 est de 9 TWh d'après (ADEME, 2018c), et nous faisons l'hypothèse d'un gisement de 1 TWh en 2030. Le CO<sub>2</sub> excédentaire à l'issue de l'étape de méthanation du syngas peut être utilisé pour la filière PtG ou faire l'objet d'un stockage souterrain (Figure 39). La quantité de CO<sub>2</sub> en excès disponible pour le power-to-gas à l'échelle nationale est estimée à 7 Mt/an sur la base d'une production de 93 TWh (ADEME, 2018c), soit 75 kt/TWh. A l'instar du cas de la méthanisation, le modèle a la possibilité de recourir à un procédé ayant une flexibilité journalière moyennant un surcoût de 5€/MWh.

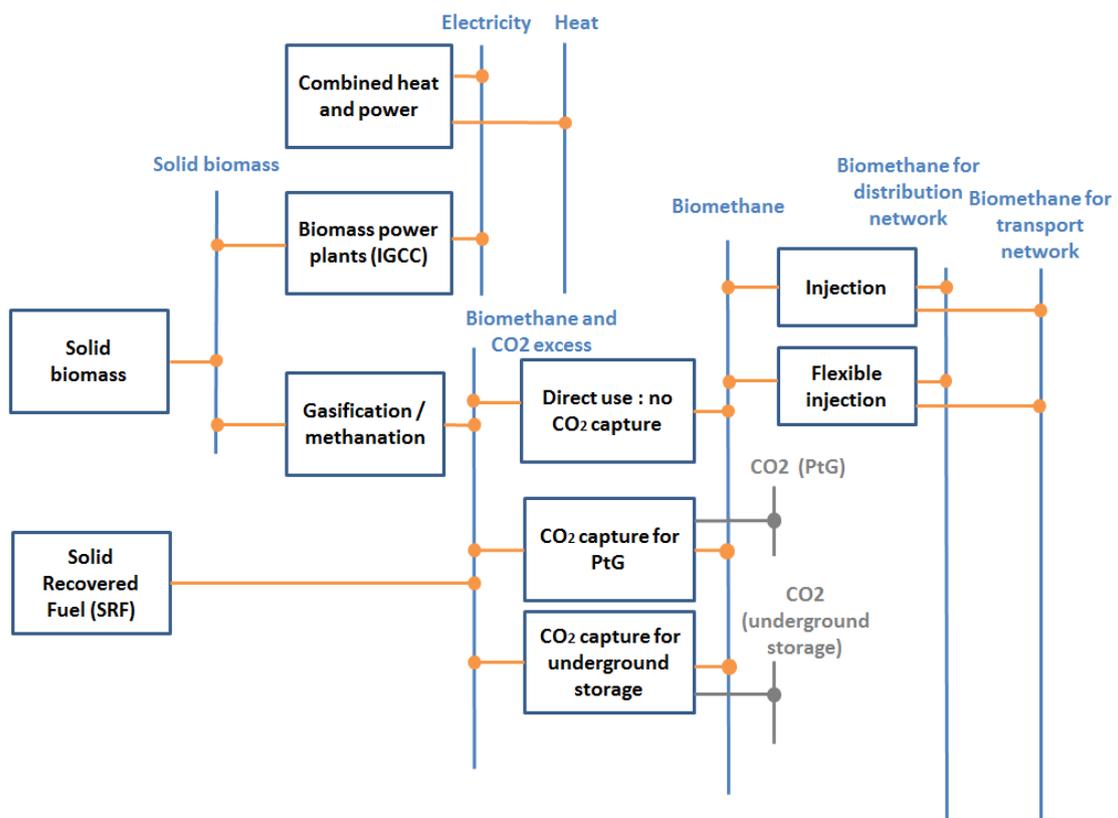


FIGURE 39 : MODELISATION DE LA FILIERE BIOGAZ/BIOMETHANE ISSU DE LA GAZEIFICATION

### 3.2.3 Filière CCS/CCU

#### 3.2.3.1 Filière CCS

Compte-tenu des barrières au déploiement identifiées dans le chapitre 1, nous considérons que la filière CCS n'est disponible qu'à partir de 2030.

Le CO<sub>2</sub> peut être capturé à partir des centrales de production d'électricité, à l'issue de la combustion du gaz dans l'industrie ou encore lors de l'épuration du biogaz. Dans le secteur de la production d'électricité, la capture du CO<sub>2</sub> peut être effectuée sur des cycles combinés gaz, des centrales au charbon (classiques ou à gazéification intégrée) ainsi que sur des centrales biomasse à gazéification intégrée. Les coûts d'investissements des centrales équipées des systèmes de capture sont 2 à 3 fois plus élevés que ceux des centrales classiques. Pour la séquestration du CO<sub>2</sub> à partir du gaz dans l'industrie, nous retenons un coût de capture de 75 €/t qui correspond à la moyenne des coûts envisagés pour la capture du gaz issue de (Reiter & Lindorfer, 2015). Nous considérons que les unités de production de méthane de synthèse par du Power-to-Gas sont situées à proximité des systèmes de capture, il n'y a donc pas de coût de transport du CO<sub>2</sub>.

En revanche, nous avons pris en compte un coût de transport pour la filière CCS. Il s'élève à 5.4€/t en 2030, ce qui correspond au coût estimé d'après (Zero Emissions Platform, 2011) pour un site pilote avec une capacité de 2500 kt/an. En 2050, il est de 3€/t, et correspond à une estimation pour un réseau capable de transporter 20 000 kt/an sur une distance de 500 km d'après (Zero Emissions Platform, 2011). Le coût lié à la construction des sites de stockage est de 5€/t d'après (Zero Emissions Platform, 2011). Enfin, nous considérons un gisement de stockage de 53000 kt/an en 2050 qui correspond à la moyenne des valeurs envisagées à cet horizon dans les scénarios issus de (BRGM, 2009). Le gisement considéré en 2030 est quant à lui de 5000 kt/an. Entre 2030 et 2050, nous faisons l'hypothèse d'une trajectoire linéaire.

	2030	2035	2040	2045	2050
Gisement (kt/an)	5000	17000	29000	41000	53000

**TABLEAU 10 : HYPOTHESES DE GISEMENT TECHNIQUE DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE CO<sub>2</sub>**

#### 3.2.3.2 Filière Power-to-Gas (CCU)

L'électrolyseur est alimenté par le réseau moyenne tension. Son rendement intègre celui du transformateur AC/DC (90%) qui n'est pas explicitement représenté dans le modèle. On considère que les électrolyseurs peuvent fonctionner toute l'année. Le rythme d'installation maximum des électrolyseurs est issu de (Association Négawatt, 2017) : 1GW par an au maximum peut être installé entre 2025 et 2030, puis jusqu'à 2 GW par an ensuite.

L'hydrogène produit par l'électrolyseur a la possibilité d'être stocké à l'échelle intra-journalière et peut suivre trois chemins technologiques : l'injection directe dans le réseau de gaz, la production de méthane de synthèse par méthanation ou l'utilisation dans des piles à combustible pour la cogénération.

Le taux limite d'injection d'hydrogène dans les réseaux est limité à 5% en volume, soit 1.6% en énergie. Dans les deux cas, l'étape d'injection/compression est modélisée par un procédé comportant un coût d'investissement.

La Figure 40 décrit trois méthaneurs distincts ayant les mêmes caractéristiques, mais dont les niveaux d'injection (transport ou distribution) sont différents car on fait l'hypothèse qu'ils sont installés à proximité directe des sites sur lesquels le CO<sub>2</sub> est capturé. La modélisation de l'étape de méthanation prend en compte le bilan en quantité de matière de la réaction pour quantifier les besoins nécessaires en hydrogène et en dioxyde de carbone. Dans le cadre de notre modélisation, nous considérons des conditions stoechiométriques (ratio de quantité de matière  $\frac{H_2}{CO_2}$  égal à 4) ainsi qu'une réaction complète (les quantités de matière mises en jeu sont entièrement consommées). Par ailleurs, nous ne prenons pas en compte les consommations d'énergie liées aux unités auxiliaires (condensation...).

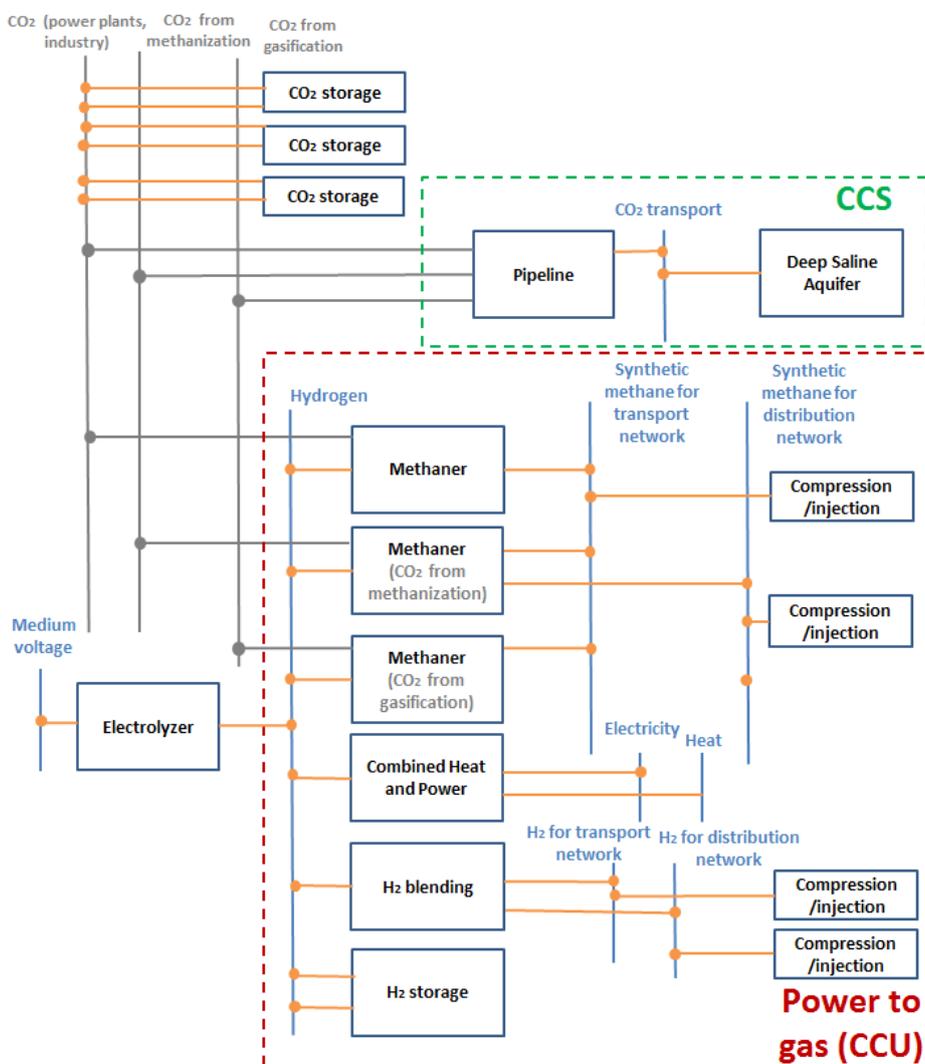


FIGURE 40 : MODELISATION DES FILIERES CCS/CCU

### 3.3 Choix de modélisation pour le système électrique

#### 3.3.1 Parc de référence et technologies candidates

Type centrale	Parc de référence / nouvelles technologies candidates	Stock (GW)	Possibilité d'investissements futurs	Remarques
Nucléaire	Parc existant	63.1	Oui (prolongation)	Part limitée à 50% de la production en 2030.
	EPR	/	/	
	4ème génération			
Hydraulique	Barrage	8.3	Oui	/
	Fil de l'eau	11.4	Oui	/
	STEP	4.2	Oui	/
Eolien	Eolien terrestre	7.5	Oui	/
Solaire	Solaire toiture	3.7	Oui	/
	Sol	/	/	/
	Thermique			/
Gaz	Turbine à Vapeur (TAV)	0.61	Non	/
	Cogénération gaz	2	Oui	/
	Turbine à Combustion (TAC)	0.35	Non	/
	Cycle Combiné Gaz (CCG)	4.5	Oui	small/large + option capture CO <sub>2</sub>
	CCG cogénération	/	/	/
	TAG			/
	Pile à Combustibles			MCFC / MCFC CHP / SOFC / SOFC CHP
Moteur cogénération	small / medium / large			
Biogaz	Moteur Combustion Interne	0.14	Oui	
	Pile à combustible	/		MCFC / SOFC
Charbon	TAV	6.9	Oui	Supercritique + Option capture CO <sub>2</sub>
	Lit Fluidisé Circulant (LFC)	0.2	Non	/
	TAC supercritique	/	/	/
	TAV Lit Fluidisé			Option capture CO <sub>2</sub>
	Gazéification intégrée			Option capture CO <sub>2</sub>
	Cogénération			/
Fioul	Moteur diesel	0.5	Non	/
	TAV	6.3	Oui	/
	TAC	1.7	Oui	/

TABLEAU 11 : DESCRIPTION DU PARC DE REFERENCE ET DES TECHNOLOGIES CANDIDATES (SECTEUR ELECTRIQUE)

Type centrale	Parc de référence / nouvelles technologies candidates	Stock (GW)	Possibilité d'investissements futurs	Remarques
Energies marines	Houlomoteur	/	Oui	/
	Hydrolienne			/
Bois	Cogénération	0.15	Oui	/
	TAV	/	Oui	normal / haute température
	Cycle Combiné à Gazéification Intégrée		Oui	Option capture CO <sub>2</sub>
Hydrogène	Pile à combustible (option cogénération)	/	Oui	/
Déchets	Cogénération déchets	0.29	Oui	/
	Centrale déchets	0.75	Oui	/
Géothermie	"roches chaudes sèches"	/	Oui	/

**TABLEAU 12 : DESCRIPTION DU PARC DE REFERENCE ET DES TECHNOLOGIES CANDIDATES (SECTEUR ELECTRIQUE)**

Les coûts d'investissements des technologies sont disponibles en annexe. Afin de refléter une transformation réaliste du système électrique, il existe des contraintes de rythme de déploiement maximal pour chaque mode de production (Tableau 13). En parallèle, des contraintes de capacité maximale installée sont définies pour les nouvelles filières renouvelables d'après (ADEME, 2013c).

Mode de production	Rythme d'installation maximal (GW/an)	Source	Historique max (GW/an)	Contrainte de capacité maximale autorisée (GW)	
				2030	2050
Nucléaire existant	Prolongation différée de 5 ans	Hypothèse modélisateur	/	63 (nouvelle génération et existant)	
Nucléaire EPR	1 EPR/an (1.6GW) (disponible à partir de 2035)	Hypothèse modélisateur	/		
Centrales solaires (sol+toiture)	2.9	Scénario négawatt 2011	1.6 (2011)	35	65
Eolien offshore (flottant+planté)	1	Scénario négawatt 2011	/	12	30
Eolien onshore	1.8	Scénario négawatt 2011	1.8 (2017)	34	40
Energies marines (houlomoteur+hydrolien)	/			1.2	13
Centrales thermiques (ensemble) / option capture CO <sub>2</sub>	1	Hypothèse GRTgaz	/	/	
Centrales biomasse	1	Hypothèse modélisateur	/	/	

**TABLEAU 13 : RYTHME D'INSTALLATION MAXIMAL DES CENTRALES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE**

### 3.3.2 Flexibilité des moyens de production d'électricité

Au sein du modèle, les moyens de production d'électricité pilotables ont des niveaux de flexibilité distincts et sont résumés dans le tableau ci-dessous.

Centrale	Flexibilité
Nucléaire	Journalière
Centrales thermiques	Horaire
Centrales thermiques avec capture de CO <sub>2</sub>	Journalière
Hydraulique	Horaire

**TABLEAU 14 : FLEXIBILITE DES MOYENS DE PRODUCTION D'ELECTRICITE DANS LE MODELE TIMES-FR-GAZEL**

En raison de la capacité limitée des centrales équipées de systèmes de capture à effectuer des variations de charge (voir chapitre 1), nous avons fait le choix de ne pas autoriser de variations intra-journalières pour ces unités de production.

Nous considérons par ailleurs que les nouvelles centrales nucléaires installées ne sont pas flexibles à l'échelle intra-journalière.

Les procédés éoliens onshore / centrales solaires et éolien offshore suivent des profils<sup>63</sup> de production historiques respectivement issus de (RTE, 2013) et (ELIA, 2012).

### 3.3.3 Echanges d'électricité

Les systèmes électriques des pays limitrophes ne sont pas représentés dans notre modèle. Une prise en compte endogène des possibilités d'importations nécessite un travail de représentation détaillée des systèmes électriques des autres pays européens qui sort du cadre de notre étude.

Les importations sont représentées et peuvent être utilisées si le coût marginal de production d'électricité est supérieur à un coût fixé par le modélisateur. Le coût d'importation d'électricité retenu correspond à un prix « de pointe » qui augmente progressivement, car on fait ici l'hypothèse d'une pénétration croissante des énergies renouvelables au sein des pays frontaliers (Krakowski, 2016).

Les exportations correspondent quant à elles à un coût de production de l'électricité en base. Le modèle a recours aux exportations lorsque le coût marginal de production d'électricité est inférieur à la valeur de rémunération définie dans le Tableau 15.

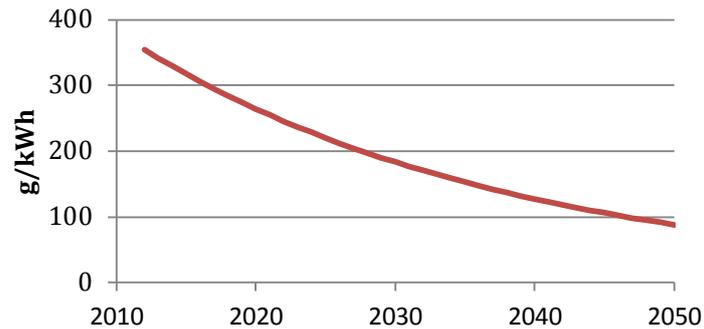
Les valeurs de coût retenues pour les échanges d'électricité sont résumées dans le tableau ci-dessous.

€/MWh	2012	2020	2030	2040	2050
Importations	47	57	70	82	94
Exportations	44	44	44	44	44

**TABLEAU 15 : VALEURS RETENUES POUR LES ECHANGES D'ELECTRICITE  
(Krakowski, 2016)**

<sup>63</sup> Solaire et éolien terrestre : moyenne des profils 2012,2013,2014 et 2015. Eolien offshore : moyenne des profils 2012, 2013 et 2017.

Dans le cadre de notre étude, nous considérons l'attribution d'un facteur d'émissions aux importations d'électricité comme pertinent. Cela évite pour le modèle la possibilité d'un recours à ce moyen de production flexible lorsque l'on impose des trajectoires de décarbonation dans les scénarios. Cela contraint par conséquent son usage en dernier recours, c'est-à-dire lorsque l'équilibre offre-demande est particulièrement difficile à satisfaire. Le taux d'émissions alloué aux importations pour l'année de référence correspond à celui de la combustion du charbon. Il diminue ensuite d'après une trajectoire de type « facteur 4 ».



**FIGURE 41: CONTENU CO<sub>2</sub> DE L'ELECTRICITE IMPORTEE**

## 3.4 Modélisation de la demande

### 3.4.1 Désagrégation sectorielle et trajectoire de référence

Les hypothèses d'évolution des volumes de demande par secteur sont issues des scénarios de référence des Bilans Prévisionnels 2017-2035 des opérateurs de réseaux gaziers (GRTgaz et al., 2017) et de RTE (RTE, 2017a). Les demandes de gaz et d'électricité diminuent respectivement de 12%/7% sur cette période. Ces scénarios ont été prolongés à l'horizon 2050 auquel nous travaillons, en considérant des Taux de Croissance Annuels Moyens (TCAM) similaires à ceux de la période 2020-2035 pour chaque secteur. Ce sont les secteurs résidentiel et tertiaire qui contribuent le plus à la baisse de la demande (Figure 42). Le secteur de la mobilité se développe progressivement et génère en 2050 des consommations de 58 TWh pour le gaz et de 40 TWh pour l'électricité. Les demandes de gaz et d'électricité diminuent de 29%/12% sur la période 2012-2050.

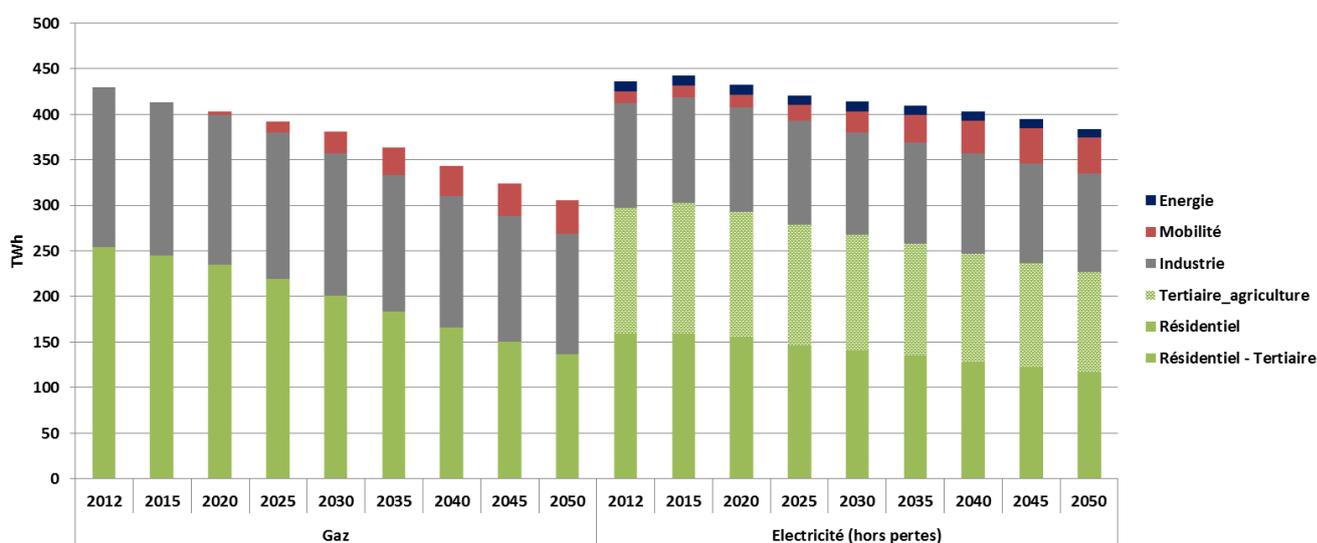
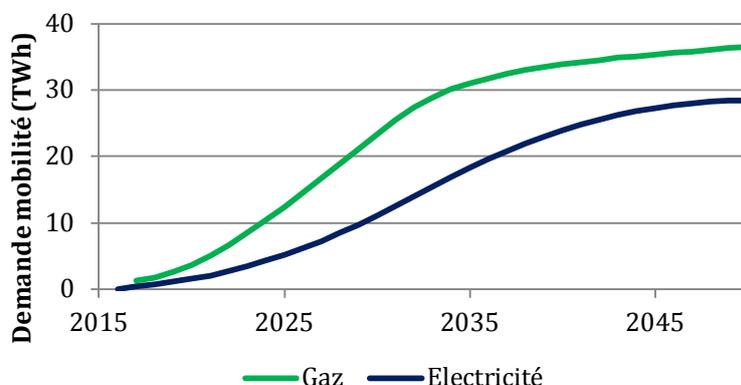


FIGURE 42 : DEMANDE D'ELECTRICITE ET DE GAZ PAR SECTEURS

Les volumes de demande de gaz et d'électricité pour l'alimentation des véhicules à l'horizon 2035 sont issus des cibles définies par les scénarios centraux de RTE (« intermédiaire 3 ») et des opérateurs de réseaux gaziers (scénario A) : 30.9 TWh pour le gaz et 18.1 TWh pour l'électricité (Figure 43).



**FIGURE 43 : SCENARIO DE DEMANDE FINALE DE MOBILITE ELECTRIQUE ET GAZ (HORS RAIL)**

Les trajectoires de demande ont été définies selon les hypothèses suivantes (Figure 45, Figure 47):

- L'évolution du parc des poids lourds, bus, cars et VUL<sup>64</sup> suit l'évolution historique des tailles de parc. L'évolution 2018-2030 du nombre de véhicules neufs pour chaque type est indexée sur l'évolution des tailles de parc.
- Les parcs de poids lourds, de bus et des cars sont considérés très récents. Ainsi, le parc est remplacé dans sa totalité en 2021 pour les tracteurs routiers (durée de vie de 5 ans), en 2026 pour les porteurs (durée de vie de 10 ans), en 2031 pour les cars (durée de vie de 15 ans). Pour les bus, BOM<sup>65</sup> et les VUL, le remplacement est effectué dès aujourd'hui pour 1/15 du parc actuel par an (ces véhicules ont une durée de 15 ans).
- Les parts de marché dans les immatriculations neuves sont constantes après 2035, c'est la raison pour laquelle l'accroissement des volumes de consommation est plus faible après cette date.
- La part de marché du VE dans les immatriculations neuves est également constante après 2035. Les véhicules électriques sont considérés très récents et ont une durée de vie de 15 ans, ainsi leur remplacement commence en 2031.

Pour l'évolution du parc et les immatriculations 2030-2050, on applique les TCAM 2020-2030 respectifs.

Ainsi, les hypothèses définies pour la mobilité permettent de décrire des trajectoires cohérentes quant à l'évolution des parts de marché des véhicules gaz et électriques (Figure 44, Figure 46).

<sup>64</sup> Véhicules Utilitaires Légers

<sup>65</sup> Bennes à Ordures Ménagères

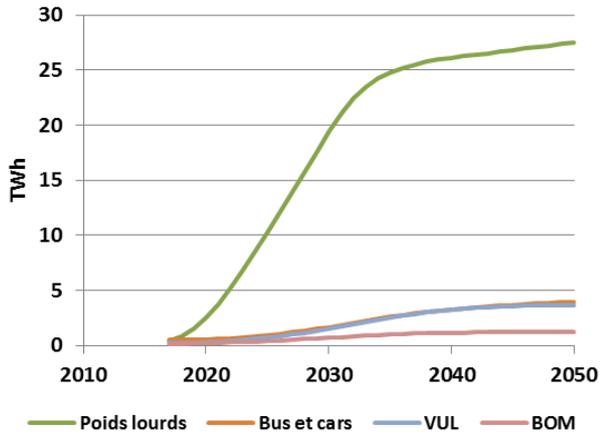


FIGURE 45 : SCENARIO DE CONSOMMATION DES VEHICULES GAZ

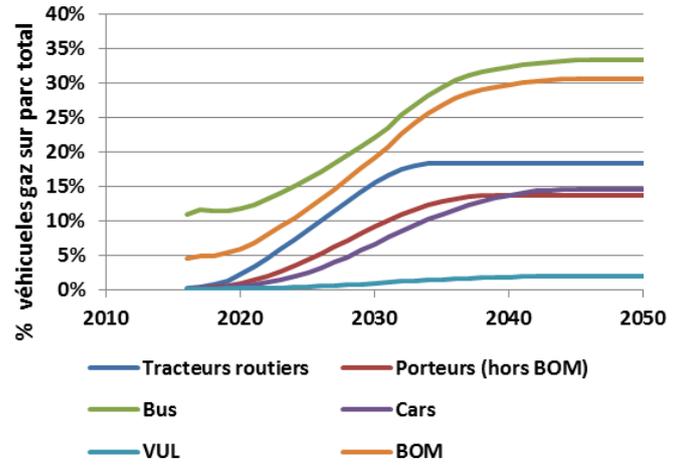


FIGURE 44 : PART DES VEHICULES GAZ DANS LE PARC GLOBAL

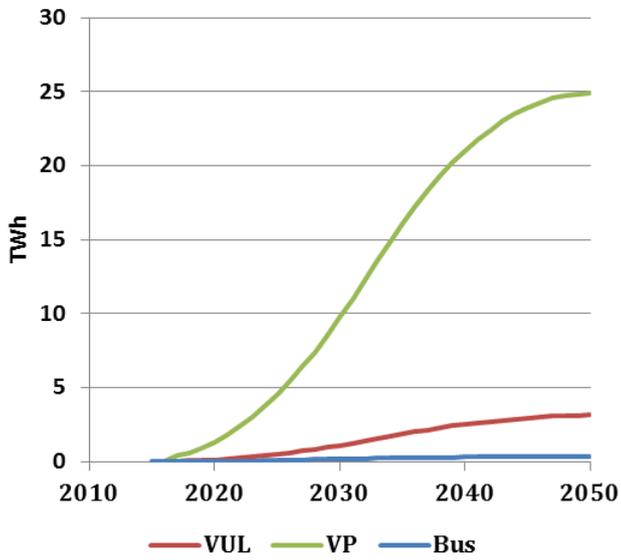


FIGURE 47 : SCENARIO DE CONSOMMATION DES VEHICULES ELECTRIQUES

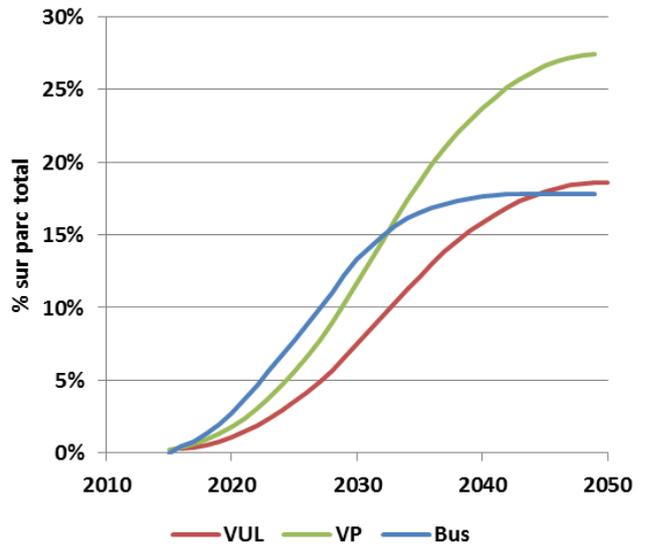


FIGURE 46 : PART DES VEHICULES ELECTRIQUES DANS LE PARC GLOBAL

### 3.4.2 Ventilation des volumes de demande

Le profil de demande d'électricité pour l'année de référence correspond à celui de l'année 2012 fourni par RTE. Pour les années suivantes, nous allouons des profils distincts aux différents secteurs de consommation d'électricité d'après des profils types publics issus de (RTE & GRTgaz, 2018).

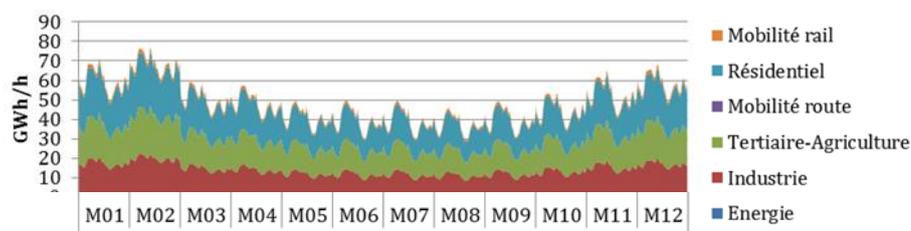


FIGURE 48: DESAGREGATION ET VENTILATION DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE POUR L'ANNEE DE REFERENCE

La ventilation de la demande de gaz des secteurs résidentiel/tertiaire est obtenue à partir d'un profil correspondant à l'alimentation<sup>66</sup> du réseau de distribution. La demande industrielle est ventilée sur un profil représentant les industries<sup>67</sup> directement raccordées au réseau de transport.

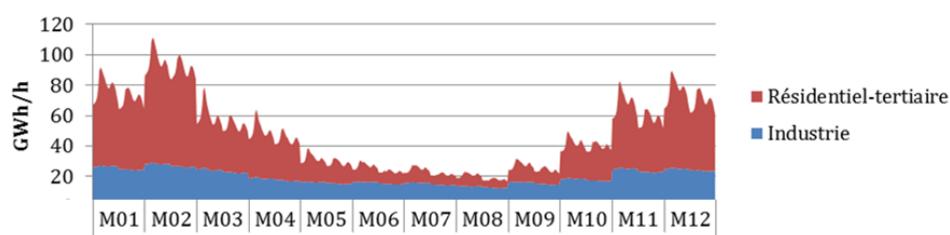


FIGURE 49 : DESAGREGATION ET VENTILATION DE LA DEMANDE DE GAZ POUR L'ANNEE DE REFERENCE

Nous avons choisi de conserver des profils identiques pour chaque secteur/usage pour les périodes futures. Ces profils de demande sont susceptibles d'évoluer suite à la modification des rythmes d'usage, mais l'évaluation de tels phénomènes sort du périmètre prioritaire de notre étude.

Les courbes de charge actuelles du gaz et de l'électricité ne contiennent pas les informations relatives aux profils du secteur de la mobilité routière, étant donné les faibles volumes de demande actuels. Nous avons donc modélisé les dynamiques de consommation de ce nouvel usage dont le volume de consommation peut devenir non négligeable à moyen et long terme.

<sup>66</sup> Ce profil contient donc également les industries et unités de cogénération raccordées au réseau de distribution.

<sup>67</sup> Et également certaines unités de cogénération.

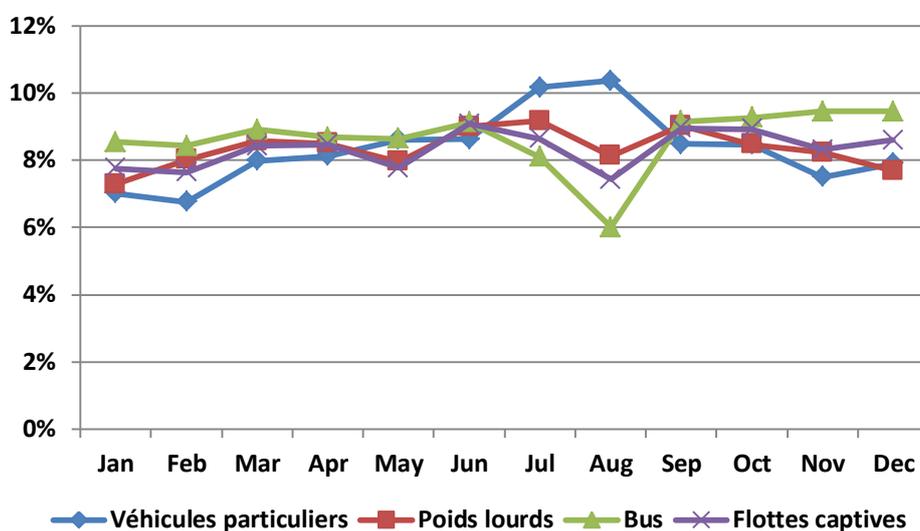
Le Tableau 16 décrit les profils retenus pour chacun des véhicules gaz et électriques.

Usage	Type d'énergie	Profils retenus		
		Mensuel	Intra-s	Intra-j
Véhicules particuliers	Gaz	(CEREMA, n.d.)	(MVA, 2006)	(MVA, 2006)
	Electricité			(RTE, 2017a)
Poids lourds	Gaz	(MVA, 2006)		(MVA, 2006)
Bus		(OMNIL, n.d.)		GRTgaz
Flottes captives (bennes, VUL, VL pro)		Ville de Laval	(OMNIL, n.d.)	GRTgaz

**TABLEAU 16 : PROFILS RETENUS POUR LES DEMANDES FINALES DE MOBILITE GAZ ET ELECTRIQUE**

Le profil mensuel retenu pour les véhicules particuliers est issu de la moyenne d'indices de débits mensuels fournis par le CEREMA pour l'ensemble du réseau routier national de 2001 à 2013. Il décrit une hausse visible des déplacements pendant les vacances d'été. Le profil des poids lourds est issu de données de comptage routier.

Les profils de bus sont issus des statistiques de validation des forfaits Navigo. Le profil des flottes captives est issu des statistiques de la consommation de carburant des poids-lourds, balayeuses et bennes de la ville de Laval (Mayenne).



**FIGURE 50 : PROFILS MENSUELS RETENUS POUR LA MOBILITE GAZ ET ELECTRIQUE**

Les profils hebdomadaires et intra-journaliers sont obtenus à partir de clés de répartition temporelle de trafic obtenus via des comptages routiers in-situ. Les profils incluent les véhicules légers, les poids lourds et les deux roues et les données sont disponibles pour les routes nationales, les autoroutes et les agglomérations. Les profils des routes nationales et des autoroutes sont différenciés selon trois catégories de département. Nous avons choisi les profils correspondant aux routes nationales dans les départements de « catégorie 2 » dans laquelle l'activité touristique est modérée. Pour les bus, les données hebdomadaires correspondent aux validations de titres Navigo, tandis que les profils intra-journaliers correspondent aux appels de puissance sur les stations de recharge des véhicules de la communauté urbaine de Lille (données GRTgaz).

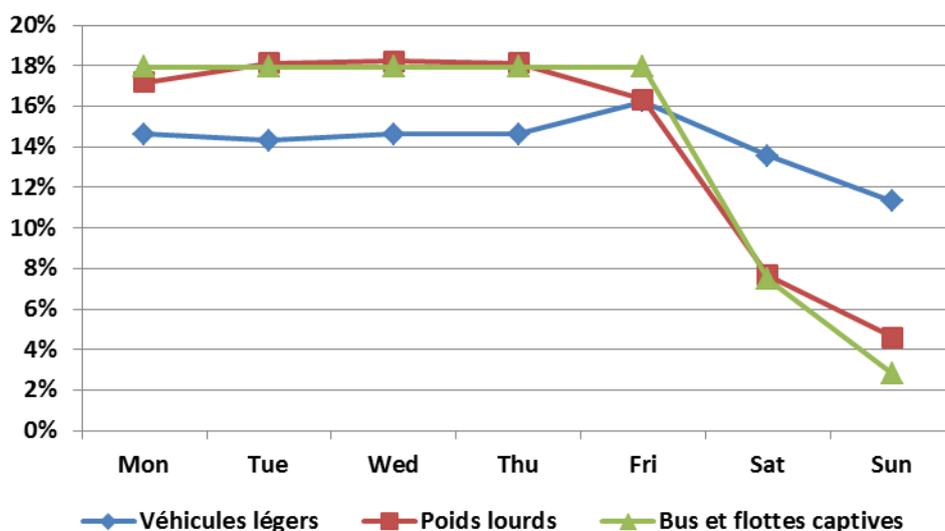


FIGURE 51 : PROFILS JOURNALIERS RETENUS POUR LA MOBILITE GAZ ET ELECTRIQUE

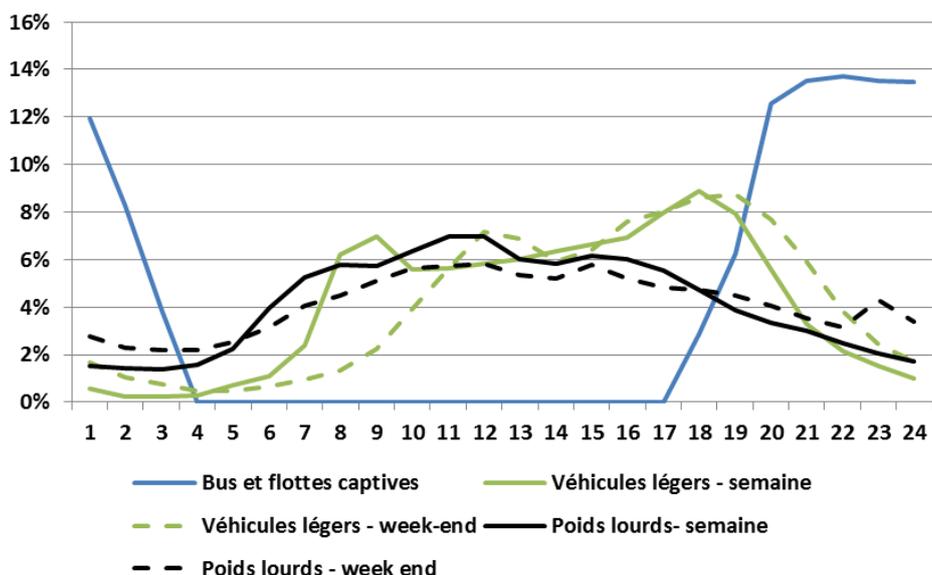


FIGURE 52 : PROFILS INTRA-JOURNALIERS RETENUS POUR LA MOBILITE GAZ ET ELECTRIQUE

Pour le véhicule électrique, le profil retenu correspond au scénario « intermédiaire 3 » issu de (RTE, 2017a) qui considère une combinaison des modes de recharge comme suit : 30% des véhicules sont rechargés selon un signal tarifaire, 30% selon un système plus complexe de gestion de charge (BMS<sup>68</sup>), et 40% ne font pas l'objet d'une gestion particulière (recharge « naturelle ») (Figure 53).

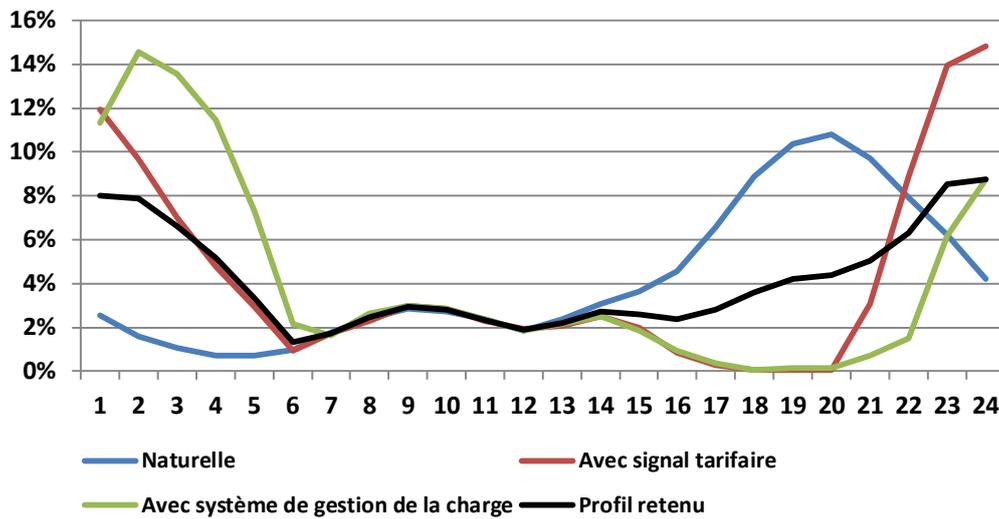


FIGURE 53 : PROFILS NORMALISES INTRA-JOURNALIERS POUR LA RECHARGE DES VEHICULES ELECTRIQUES

<sup>68</sup> Battery Management System

## 4 Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons tout d'abord explicité en quoi consiste l'approche prospective que nous avons retenue pour l'analyse des systèmes gaz et électrique : la prospective n'a pas pour ambition de décrire le futur mais d'évaluer les conséquences des choix présents sur le long terme, ceci avec une approche quantitative et en définissant un panel contrasté d'avenirs possibles.

Nous avons ensuite mis en évidence deux enjeux de modélisation : d'une part capter la complexité des chaînes technologiques, et d'autre part intégrer les dynamiques d'équilibre offre-demande court terme dans notre réflexion de long terme.

Pour satisfaire ces exigences, nous avons choisi d'utiliser un générateur de modèles bottom-up de la famille TIMES. Ce type de modèle fait appel à l'optimisation linéaire pour minimiser le coût global actualisé d'une chaîne énergétique de référence pilotée par la demande et soumise à des contraintes techniques, économiques et environnementales.

Enfin, nous avons présenté les caractéristiques du modèle d'optimisation conjointe des systèmes gaz et électrique « TIMES-FR-GAZEL » qui a été développé dans le cadre de cette thèse.

Les scénarios et les résultats de l'optimisation conjointe des systèmes gaz et électrique français, obtenus avec « TIMES-FR-GAZEL » seront exposés dans le chapitre 3. Le chapitre 4 présentera quant à lui une extension de « TIMES-FR-GAZEL » (« TIMES-FR-FLEXOPT ») dans l'objectif d'intégrer l'effet des transferts d'usages sur les choix technologiques.

# Chapitre 3 : Etude prospective du positionnement des nouvelles filières gazières et électriques

<b>1</b>	<b>INTRODUCTION</b>	<b>94</b>
<b>2</b>	<b>POSITIONNEMENT DES NOUVELLES FILIERES GAZIERES ET ELECTRIQUES SUR LA BASE DE SCENARIOS DE DEMANDE FINALE</b>	<b>95</b>
2.1	OBJECTIF « FACTEUR 4 » ET ENJEU DES HYPOTHESES SUR LE RYTHME DE DEPLOIEMENT DES FILIERES DE DECARBONATION	95
2.2	ETABLISSEMENT D'UNE CONFIGURATION PIVOT ET DEFINITION DES SCENARIOS	99
2.3	POSITIONNEMENT DES TECHNOLOGIES DANS LE CAS DE LA CONFIGURATION « PIVOT »	101
2.4	IMPACT DE LA DISPONIBILITE/ACCEPTABILITE DES FILIERES DE DECARBONATION	107
2.5	IMPACT DE LA STRATEGIE DE DECARBONATION	118
<b>3</b>	<b>GESTION DES EQUILIBRES OFFRE-DEMANDE</b>	<b>124</b>
3.1	EQUILIBRES OFFRE-DEMANDE AU PAS HORAIRE	124
3.2	GESTION DE LA PRODUCTION DE BIOMETHANE : ENJEU CENTRALISE/DECENTRALISE	129
<b>4</b>	<b>ANALYSE ECONOMIQUE DES SCENARIOS DEFINIS</b>	<b>133</b>
4.1	ANALYSE DES COUTS PAR SYSTEME ET PAR FILIERE	134
4.2	INFLUENCE DES SCENARIOS SUR LE COUT MARGINAL DE LA CONTRAINTE CO <sub>2</sub>	135
4.3	INFLUENCE DE LA PRISE EN COMPTE DE L'ELASTICITE DE LA DEMANDE	136
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONS</b>	<b>139</b>

# 1 Introduction

Dans le chapitre 1, nous avons montré que les écosystèmes des deux énergies de réseau (gaz et électricité) sont susceptibles de connaître de profondes modifications pour l'atteinte des objectifs énergie-climat. Avec le déploiement des filières biométhane et la production de méthane de synthèse, la composition et le fonctionnement des systèmes électriques et gaziers pourraient être bouleversés, tout comme les interactions entre ces systèmes à des échelles de temps fines. Quelle est la nature de ces changements potentiels ? Quand pourraient-ils survenir ? Dans quels cas de figure ?

Pour réaliser cette étude, l'outil de modélisation prospective « TIMES-FR-GAZEL » a été conçu (voir chapitre 2). Il décrit l'ensemble des chaînes technologiques actuelles et candidates permettant de répondre à des demandes finales de gaz et d'électricité.

Nous confrontons le positionnement sur le long terme des filières de production d'électricité et de gaz à travers l'établissement d'une « configuration pivot », composée d'un scénario « Business-As-Usual » (BAU) et d'un scénario « Trajectoire facteur 4 ». La contrainte de décarbonation s'applique sur les émissions globales des systèmes gaz et électrique.

Le scénario « Trajectoire facteur 4 » est comparé à des variantes qui envisagent des configurations contrastées du système technique (disponibilité des technologies), plusieurs stratégies de décarbonation (trajectoires, budget carbone, taxe carbone) et également différents contextes socio-économiques (modification du niveau de demande, introduction d'élasticités-prix).

**Dans la seconde partie**, nous analysons tout d'abord les résultats via une analyse pluriannuelle croisée des mix de production de gaz et d'électricité.

**Dans la troisième partie**, nous discutons des enjeux d'équilibre offre-demande induits par les nouvelles filières.

**Dans la quatrième partie**, nous complétons ces évaluations techniques par une comparaison des coûts engendrés par les scénarios définis.

## 2 Positionnement des nouvelles filières gazières et électriques sur la base de scénarios de demande finale

### 2.1 Objectif « facteur 4 » et enjeu des hypothèses sur le rythme de déploiement des filières de décarbonation

#### 2.1.1 Définition d'une trajectoire de décarbonation « facteur 4 »

Nous analysons le comportement du système via une trajectoire de décarbonation « facteur 4 »<sup>69</sup> entre l'année 2012 (année de référence) et l'année 2050. Le modèle sera contraint de respecter la trajectoire définie sur la Figure 54 à chaque période de 5 ans qui le sépare de l'horizon 2050. Ainsi, nous ne considérons pas de taxe dans ce cas de figure. La trajectoire, qui sera utilisée à plusieurs reprises dans les scénarios réalisés, est définie d'après le Taux de Croissance Annuel Moyen (TCAM) entre les émissions de 2012 et la cible de 2050.

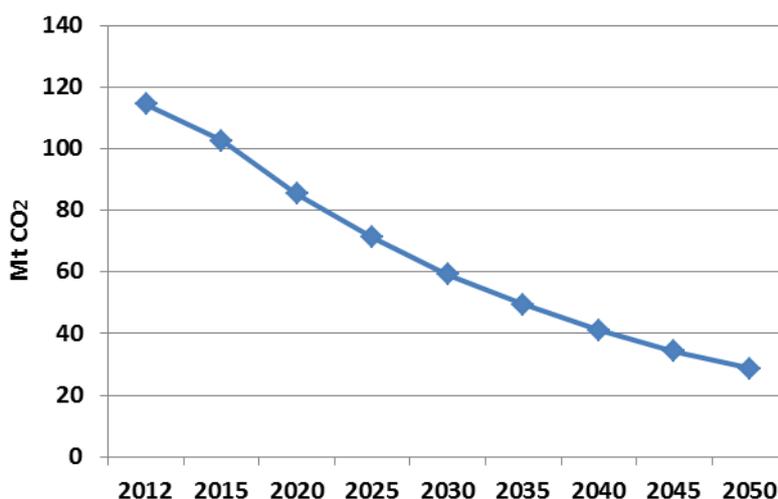


FIGURE 54 : CONTRAINTE DE TRAJECTOIRE DE DECARBONATION « FACTEUR 4 »

<sup>69</sup> Dans la loi POPE (2005) et la LTECV (2015), l'objectif « facteur 4 » concerne les émissions comprises entre 1990 et 2050. Par ailleurs, il ne concerne pas seulement les émissions de CO<sub>2</sub>, mais l'ensemble des émissions de GES.

### 2.1.2 Résultats de modélisation dans l'hypothèse des gisements techniques

Nous considérons tout d'abord un cas où la mobilisation des filières CCS et de biométhane de méthanisation/gazéification est uniquement contrainte par les gisements techniques. Autrement dit, en première approche, nous n'appliquons pas de contraintes de rythme de déploiement sur ces technologies :

- Sans cette contrainte, la capacité annuelle maximale de stockage du carbone atteint 53000 kt en 2050, elle correspond à la moyenne des valeurs envisagées à cet horizon dans les scénarios issus de (BRGM, 2009).
- On rappelle que le gisement technique du biogaz issu de la méthanisation est de 152 TWh à l'horizon 2050 d'après (ADEME, 2018c).
- On rappelle également que le gisement technique de bois énergie est de 25<sup>70</sup> TWh pour l'année de référence et de 122 TWh en 2050.

Pour atteindre le facteur 4, les émissions de CO<sub>2</sub> du système électrique diminuent rapidement. Pour décarboner le système gaz, la capture et séquestration du CO<sub>2</sub> d'origine biogénique (CO<sub>2</sub> coproduit lors de l'épuration du biogaz, CO<sub>2</sub> en excès lors de l'épuration du syngas) est notablement utilisée : près de 10 000 kt en 2050. En effet, le décompte négatif d'émissions de CO<sub>2</sub> contribue fortement à l'atteinte des objectifs de décarbonation. Nous remarquons également une contribution de la capture et séquestration sur les usages finaux (CCS dans l'industrie) : 9700 kt/an en 2050.

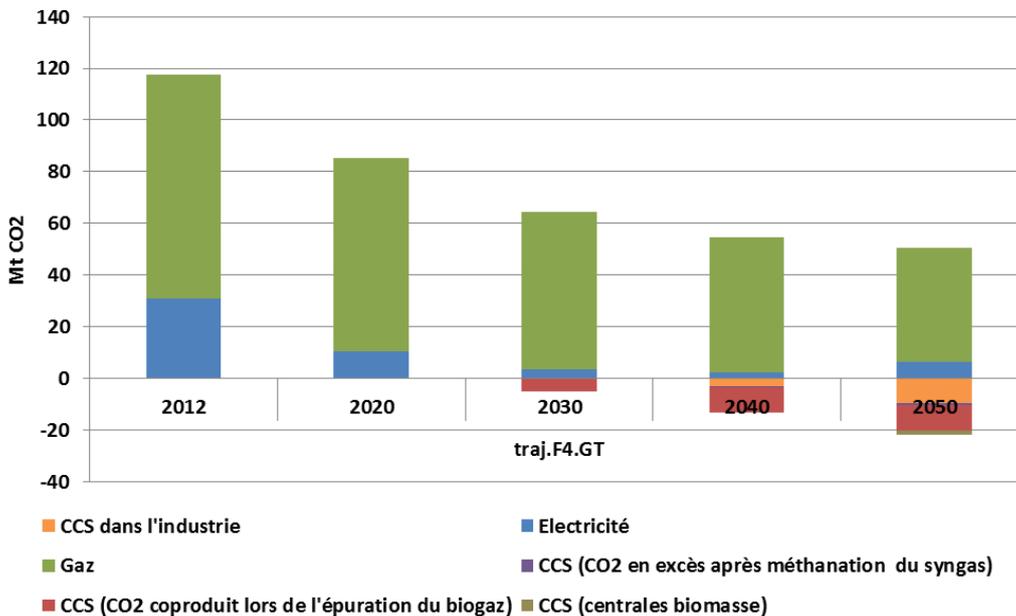


FIGURE 55 : EMISSIONS DE CO<sub>2</sub> DANS LE SCENARIO « TRAJ.F4.GT »

<sup>70</sup> Pour rappel, nous avons retranché 107 TWh utilisés pour la production de chaleur aux 132 TWh mentionnés en 2010 dans (ADEME, 2018c).

La mobilisation de la filière CCS induite par ces technologies conduit à des rythmes d'installation élevés des sites de stockage souterrain. L'augmentation de la capacité disponible est notamment de plus de 7000 kt sur la période 2033-2037. Cela correspond environ à la mise en place annuelle d'un site d'une capacité équivalente à ceux installés dans le monde (1000 kt/an, voir chapitre 1). En 2050, le volume annuel de CO<sub>2</sub> stocké atteint 22000 kt/an.

Coté système gaz, les volumes de biométhane mis en jeu atteignent rapidement des valeurs importantes qui supposent une mobilisation soutenue des filières à des horizons proches (Figure 56) : 58 TWh en 2025 et 85 TWh en 2030 (21% du mix). Le mix gaz, alors en partie décarboné, contribue à la possibilité de maintenir l'usage des cycles combinés au sein du système électrique.

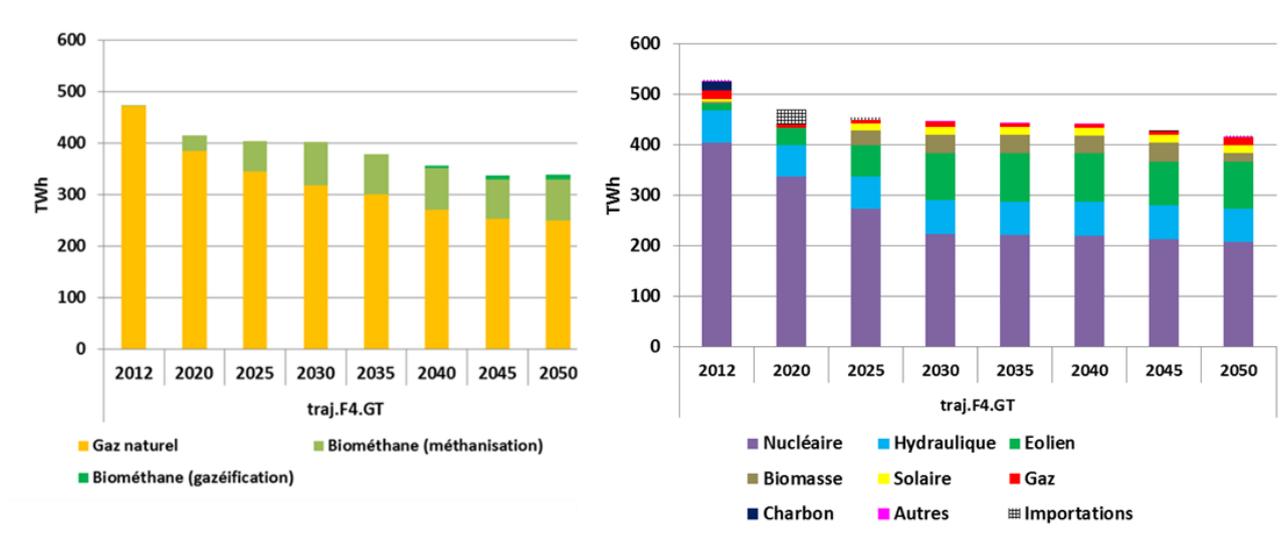


FIGURE 56 : MIX GAZ ET ELECTRIQUE DU SCENARIO « TRAJ.F4.GT »

Ces résultats montrent l'importance de considérer les problématiques de trajectoire de déploiement des nouvelles filières de décarbonation pour parvenir à 2050. Dans la suite de ce travail, nous allons analyser l'impact de plusieurs jeux d'hypothèses sur les contraintes de rythme d'installation de ces nouvelles technologies au sein des systèmes gaz et électrique.

### 2.1.3 Caractérisation des contraintes de rythme de déploiement

#### 2.1.3.1 *Contraintes de rythme sur le stockage souterrain de CO<sub>2</sub>*

Il existe de fortes incertitudes quant à un développement de la filière CCS en France (voir chapitre 1), au regard de l'acceptabilité de cette technologie et des possibles difficultés de mise en œuvre : la capacité de stockage limitée des installations actuelles ainsi que les obstacles liés à des facteurs économiques/sociétaux constituent actuellement un frein au développement de la technologie.

Ces données tangibles justifient donc l'adoption d'un cas d'étude où le rythme de déploiement des sites de stockage en France conduit à une capacité de stockage en 2050 nettement inférieure au gisement technique. Nous avons par conséquent intégré une contrainte d'installation de 2 sites de stockage (soit 2000 kt) par période de 5 ans, ce qui conduit à une capacité de stockage maximale de 10 000 kt/an en 2050.

#### 2.1.3.2 *Contraintes de rythme d'installation des unités de méthanisation et de pyrogazéification*

Dans la suite, nous appliquons des contraintes sur les rythmes d'installation des filières méthanisation et pyrogazéification qui suivent ceux de la trajectoire définie à l'horizon 2035 dans le scénario central (scénario « A ») du bilan prévisionnel gaz 2017 (Tableau 17) :

- A partir de 2034, la quantité de biométhane issu de la méthanisation injectée<sup>71</sup> augmente chaque année de 7.6 TWh/an
  - Pour le biométhane issu de la gazéification<sup>72</sup>, l'accroissement est de 1.2 TWh/an à partir de 2030
- Nous faisons l'hypothèse que les rythmes d'installation n'augmentent plus après 2035.

TWh supplémentaire/an	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Méthanisation	0.9	1.6	3.7	7.6	7.6	7.6	7.6
Gazéification	0	0.9	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2

**TABLEAU 17 : RYTHME D'INSTALLATION MAXIMAL DES UNITES DE METHANISATION ET DE PYROGAZEIFICATION**

<sup>71</sup> La capacité moyenne d'injection des méthaniseurs actuellement installés en France est de 15 GWh/an (ENEA, 2017). Cela suppose alors le développement de plus de 500 méthaniseurs de cette taille par an.

<sup>72</sup> A titre indicatif, sur la base d'une unité de 16 MW fonctionnant 8000 heures/an (ADEME, 2018c), cela correspond à l'installation d'environ 10 unités qui produisent 128 GWh/an.

## 2.2 Etablissement d'une configuration pivot et définition des scénarios

En tenant compte des contraintes de rythmes de déploiement sur les technologies CCS et biométhane, qui jouent un rôle clé pour la décarbonation du système, nous avons défini une « configuration pivot » qui comprend un scénario « Business-As-Usual » (BAU) et un scénario « traj.F4 ».

Les systèmes gaz et électrique ont pour contrainte :

- Dans le cas du scénario « BAU » de ne pas dépasser en 2050 leurs niveaux d'émissions respectifs de l'année 2012 de référence du modèle.
- Dans le cas du scénario « traj.F4 », de diviser par 4 les émissions globales des systèmes gaz et électrique en suivant une trajectoire à l'horizon 2050 par rapport au niveau de 2012.

Le scénario « BAU » nous permet d'effectuer une première analyse sans contrainte carbone, et ainsi de mieux comprendre l'impact de la trajectoire de décarbonation « facteur 4 » sur les résultats.

Nous effectuons ensuite des variations autour du scénario « traj.F4 » par l'intermédiaire de deux principaux leviers : la disponibilité des technologies candidates et la stratégie de décarbonation.

La démarche va être alors d'explorer comment s'articulent les filières pour différentes combinaisons d'hypothèses. Le Tableau 18 fait la synthèse des 23 scénarios qui ont été ainsi considérés pour cette étude. Par ailleurs, des variantes seront proposées dans le corps du texte pour approfondir certains résultats.

Les scénarios mettent en lumière des configurations contrastées des frontières du système technique concernant la disponibilité des filières biogaz/bois-énergie (« traj.F4.BIOlim », « traj.F4.BIOADEME »), la capacité nucléaire installée (« traj.F4.noNUC ») et enfin la disponibilité des sites de séquestration du carbone (« traj.F4.noCCS »).

L'impact de la stratégie de décarbonation sera tout d'abord évalué via deux trajectoires alternatives à la trajectoire de référence que nous avons définie (« traj.F4.ANT », « traj.F4.TARD »). Ensuite, nous analyserons le cas d'un scénario dans lequel on applique une taxe sur les émissions de CO<sub>2</sub> (« CARBON\_TAX »). Enfin, nous considérerons le cas d'un scénario avec budget carbone (« BUDGET.F4 »).

Par ailleurs, nous évaluerons la sensibilité de la demande à l'évolution des contraintes du système. Le cas d'une demande élastique sera ainsi considéré (scénarios « .elas ».)

Description	Scénario	Description	Variantes avec élasticité	Variantes spécifiques
Gisements techniques CCS/biométhane	<b>traj.F4.GT</b>	Pas de contraintes de rythme CCS/biométhane	/	/
Configuration pivot	<b>BAU</b>	Pas d'augmentation des émissions par rapport à l'année de référence	/	/
	<b>traj.F4</b>	Trajectoire facteur 4 2012-2050	<b>traj.F4.elas</b>	
Impact du contexte socio-économique	<b>traj.F4.demHAUT</b>	Variantes hautes des scénarios des opérateurs de réseau	<b>traj.F4.demHAUT.elas</b>	/
Impact de la disponibilité des technologies	<b>traj.F4.noCCS</b>	CCS non disponible	<b>traj.F4.noCCS.elas</b>	/
	<b>traj.F4.noNUC</b>	Pas de nucléaire en 2050	<b>traj.F4.noNUC.elas</b>	
	<b>traj.F4.BIOlim</b>	Gisements biogaz/bois-énergie limités	<b>traj.F4.BIOlim.elas</b>	
	<b>traj.F4.BIOADEME</b>	Rythmes biométhane (pyrogazéification) permettant d'atteindre les gisements du rapport ADEME 100% gaz renouvelables	/	<b>traj.F4.BIOADEME.demHAUT</b>
	<b>traj.F4.NIMBY</b>	CCS non disponible, pas de nucléaire en 2050, pas d'importations, gisements biogaz/bois-énergie limités	/	/
Impact de la stratégie de décarbonation	<b>traj.F4.ANT / traj.F4.TARD</b>	trajectoire anticipée / relâchée en 2040	<b>traj.F4.ANT.elas / traj.F4.TARD.elas</b>	/
	<b>BUDGET.F4</b>	Budget carbone équivalent à "traj.F4"	<b>BUDGET.F4.elas</b>	
	<b>CARBON_TAX</b>	Trajectoire valeur tutélaire carbone systèmes gaz+élec	<b>CARBON_TAX.elas</b>	

TABLEAU 18 : SCENARIOS DEFINIS POUR L'ANALYSE DU POSITIONNEMENT DES SYSTEMES GAZ ET ELECTRIQUE

## 2.3 Positionnement des technologies dans le cas de la configuration « pivot »

Les systèmes gaz et électrique doivent être décarbonés en respectant la contrainte de trajectoire définie dans la section 2.1.1 de ce chapitre.

Dans le cas du scénario « BAU », les émissions du système gaz en 2050 sont 30% plus faibles que dans le cas de l'année de référence car la demande diminue (hors gaz pour la production d'électricité). En revanche, les émissions du système électrique varient peu (Figure 57).

Dans le cas du scénario « traj.F4 », le système électrique est rapidement intégralement décarboné avec l'apparition d'un bilan neutre entre 2020 et 2030. A l'instar du scénario « traj.F4.GT », la séquestration du CO<sub>2</sub> coproduit lors de l'épuration du biogaz contribue à la décarbonation du système gaz dans la limite des volumes de stockage disponibles. La contrainte de séquestration du CO<sub>2</sub> est saturée car la quantité annuelle stockée est de 10 000 kt/an en 2050.

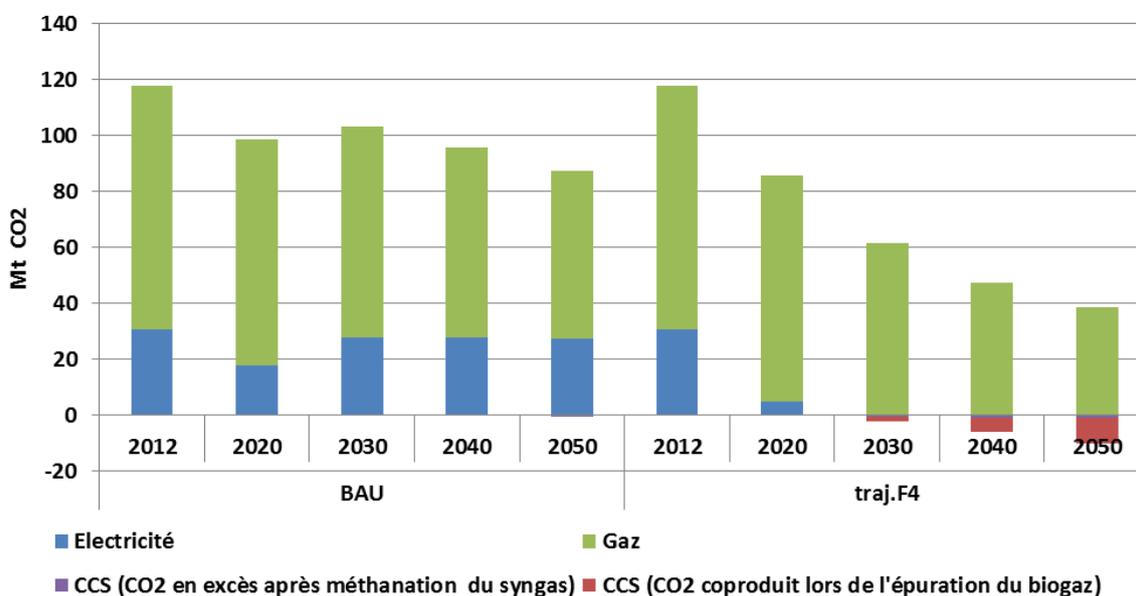


FIGURE 57 : EMISSIONS DE CO<sub>2</sub> DANS LES SCENARIOS « BAU » ET « TRAJ.F4 »

Quels sont les choix technologiques sous-jacents à chacun des scénarios « BAU » et « traj.F4 » de notre configuration pivot ?

La Figure 58 présente l'évolution du mix électrique. Elle montre que dans le cas du scénario « BAU », les centrales gaz sont mobilisées aux côtés des centrales biomasse, de l'éolien et du solaire pour pallier la diminution de la production d'origine nucléaire (contrainte de 50% de la production en 2030). Ces centrales sont essentiellement alimentées par du gaz naturel (Figure 59), ce qui contribue au maintien du niveau d'émissions de CO<sub>2</sub> au sein du système électrique (Figure 57).

La contrainte globale « facteur 4 » a pour effet de ne plus mobiliser les centrales gaz. Les investissements dans les filières éoliennes sont renforcées et le solaire fait son apparition.

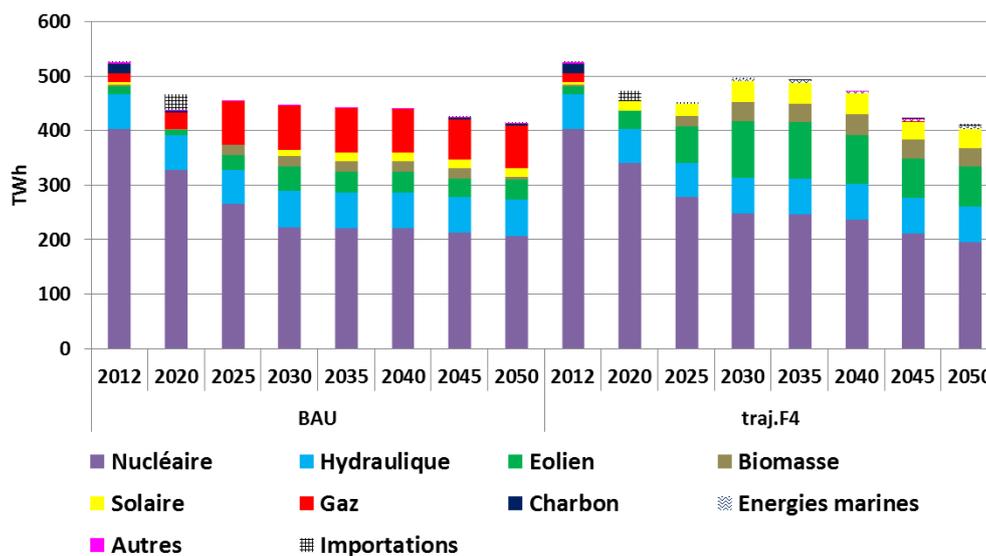


FIGURE 58 : MIX ELECTRIQUE DES SCENARIOS « BAU » ET « TRAJ.F4 »

La Figure 59 ci-dessous compare quant à elle les mix de gaz. Dans le cas du scénario « BAU », la consommation de gaz est maintenue dans le temps en raison de la production d'électricité par les cycles combinés. Le mix gaz n'évolue pas et reste essentiellement composé de gaz naturel.

En revanche, la demande de gaz diminue dans le scénario « traj.F4 » car l'usage du gaz pour produire de l'électricité disparaît. Parallèlement, le mix gaz est notablement modifié afin de respecter la trajectoire de décarbonation. Le biométhane issu de la méthanisation est la ressource appelée en priorité : il fait l'objet d'un développement conséquent puisque 106 TWh sont injectés en 2050.

Le biométhane issu de la gazéification participe également à la décarbonation du système gaz. Son utilisation est limitée par la contrainte de déploiement de la filière.

Ensuite, l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz complète l'offre de gaz décarboné avec une faible participation compte-tenu de la contrainte d'injection de 5% en volume, soit moins de 2% en énergie. Enfin, la production de méthane de synthèse par du Power-to-Gas est la dernière ressource appelée. Nous remarquons qu'elle est sollicitée seulement pendant une période de 10 ans : ceci est lié à un besoin ponctuel de respecter la trajectoire de décarbonation.

En 2025 et 2030, le système a recours à des « importations virtuelles » dans le cas du scénario « traj.F4 », utilisées lorsque les ressources disponibles ne sont pas suffisantes pour satisfaire la contrainte.

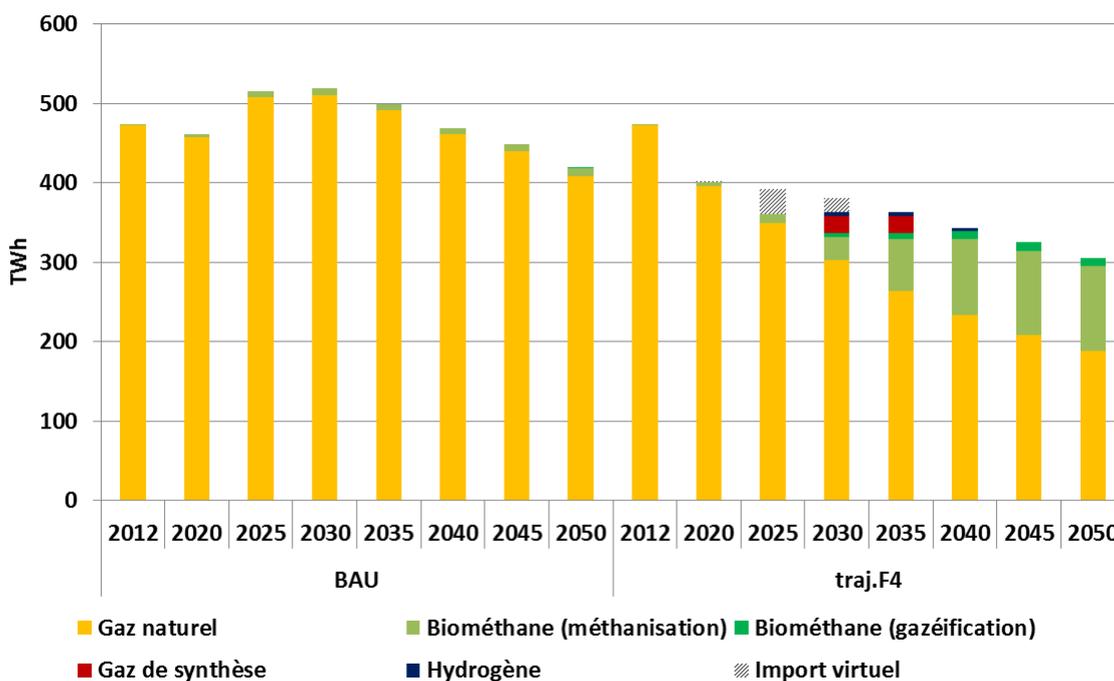


FIGURE 59 : MIX GAZ DES SCENARIOS « BAU » ET « TRAJ.F4 »

### 2.3.1 Enjeu de la demande finale

Les deux scénarios de référence des derniers bilans prévisionnels des opérateurs de réseau envisagent une diminution de la demande à long terme (GRTgaz et al., 2017) (RTE, 2017a).

Dans cette variante, nous considérons les trajectoires<sup>73</sup> hautes des scénarios réalisés par les opérateurs de réseaux. Ces trajectoires conduisent à des niveaux de consommation en 2050 proches de ceux de 2012 pour le gaz et l'électricité.

Contrairement au scénario central, la demande d'électricité stagne et augmente légèrement en fin d'horizon sous l'effet de la croissance du secteur de la mobilité (Figure 60). La demande de gaz diminue quant à elle beaucoup moins rapidement que dans le cas du scénario central. En 2050, l'augmentation globale de demande de gaz par rapport au scénario central est de 27%, tandis que celle de la demande d'électricité est de 15%.

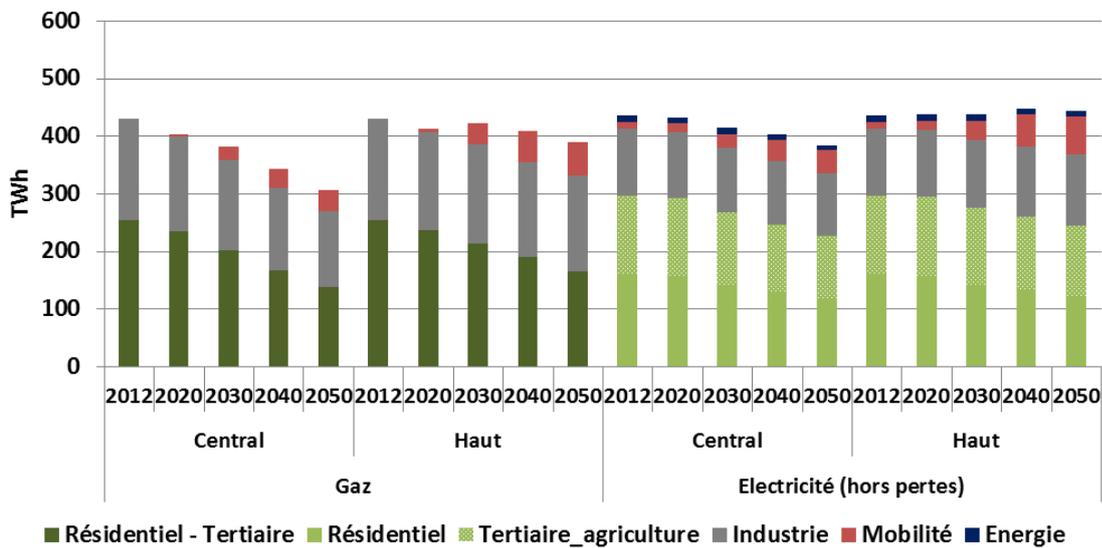
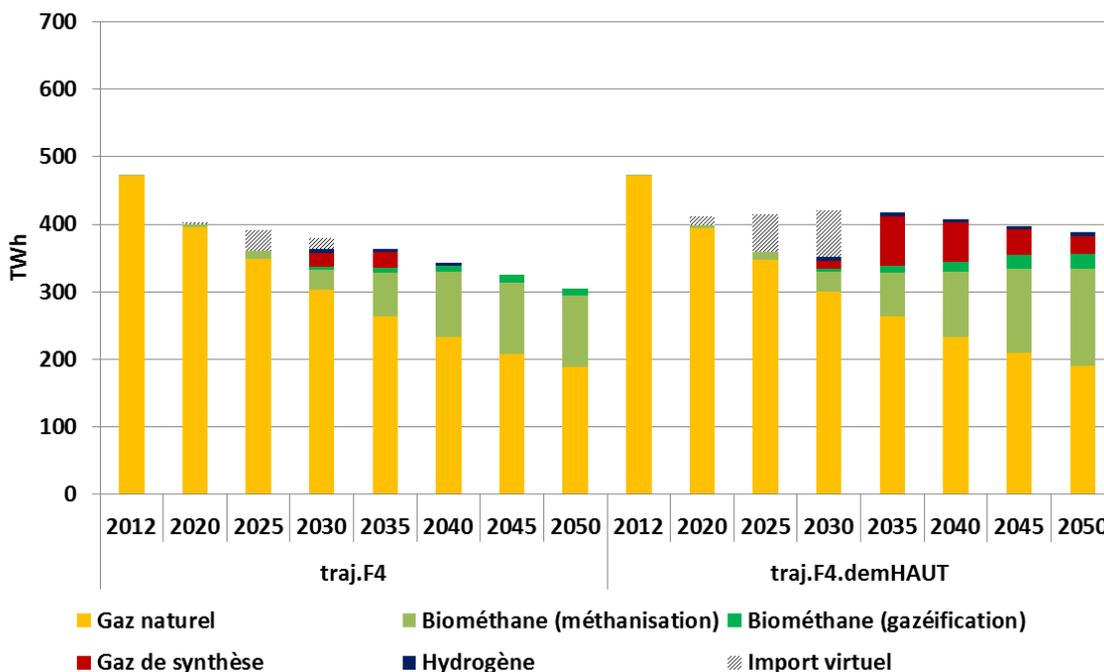


FIGURE 60: COMPARAISON DU SCENARIO DE DEMANDE HAUTE AVEC LE SCENARIO CENTRAL

<sup>73</sup> Définies jusqu'en 2035. Nous les avons prolongées jusqu'en 2050.

Nous pouvons mettre en évidence deux conséquences induites par le scénario de demande haute (Figure 61) :

- Sur les périodes 2020, 2025 et 2030, les importations virtuelles sont plus élevées que dans le cas de la demande de référence car la disponibilité des nouvelles filières gazières est insuffisante vis-à-vis de la trajectoire de décarbonation à respecter.
- Sur les périodes 2040-2050, les filières biométhane ne sont plus suffisantes pour satisfaire la contrainte de décarbonation. L'offre de gaz alternatif est ainsi complétée par le recours à l'hydrogène et au méthane de synthèse.



**FIGURE 61 : MIX GAZ DES SCENARIOS « TRAJ.F4 » ET « TRAJ.F4.DEMHAUT »**

La production électrique est donc plus élevée que dans le cas de la demande de référence (Figure 62) avec un développement significatif de l'éolien et du solaire, ceci pour répondre d'une part à la demande plus élevée du scénario haut, et d'autre part à la demande d'électricité décarbonée nécessaire au Power-to-Gas.

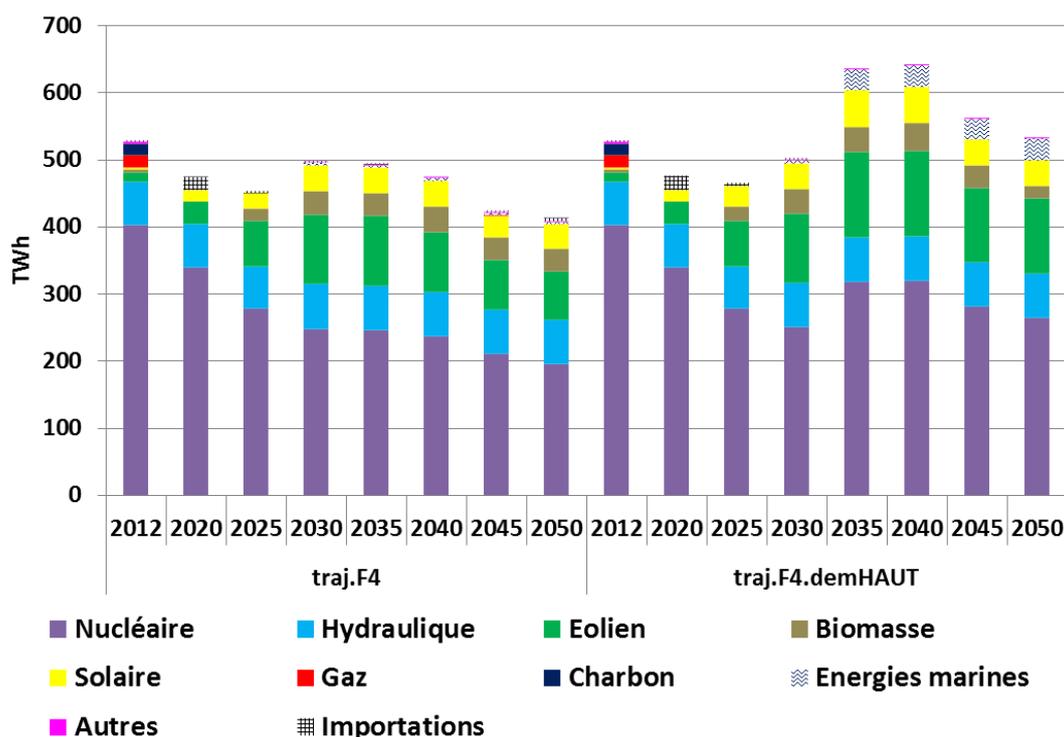


FIGURE 62 : MIX ELECTRIQUE DES SCENARIOS « TRAJ.F4 » ET « TRAJ.F4.DEMHAUT »

La stagnation de la demande électrique dans le scénario haut combinée à la production du méthane de synthèse par le PtG génère un fort accroissement des capacités de production d'électricité installées qui vont jusqu'à augmenter de 50% en 2035 par rapport à l'année de référence (Figure 63) : le volume global installé dépasse ainsi 180 GW. Cette trajectoire très ambitieuse signifie que les rythmes de déploiement sont saturés ou proches de la saturation simultanément pour plusieurs types d'unités de production. Elle suppose donc une mobilisation suffisante des filières industrielles associées et des financements pour respecter de tels rythmes.

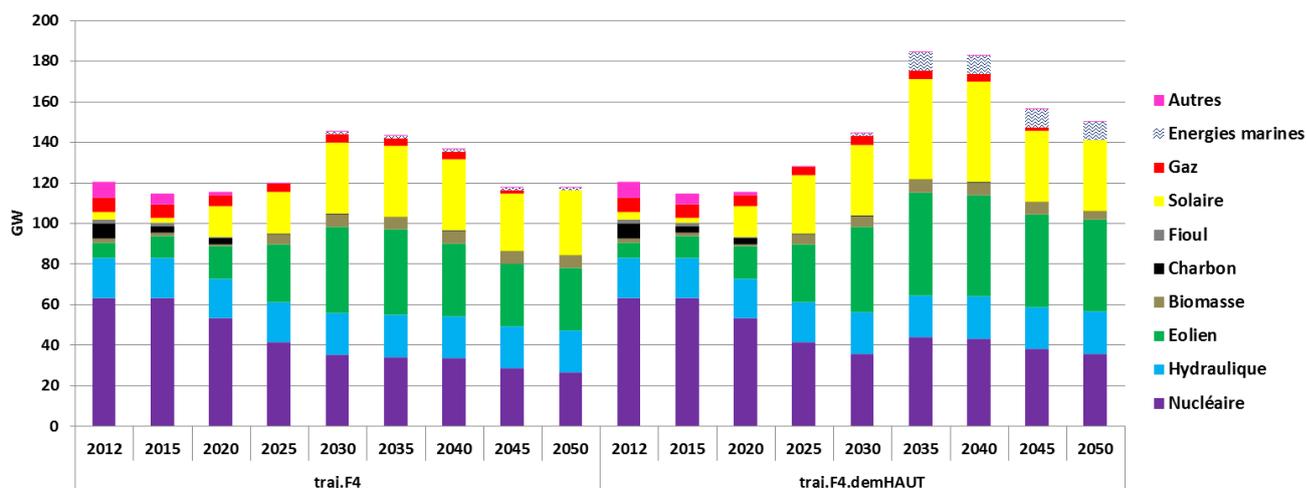


FIGURE 63 : CAPACITES INSTALLEES DANS LES SCENARIOS « TRAJ.F4 » ET « TRAJ.F4.DEMHAUT »

## 2.4 Impact de la disponibilité/acceptabilité des filières de décarbonation

La section précédente a permis d'illustrer un premier niveau d'interaction entre les systèmes : l'utilisation du gaz pour l'électricité disparaît lorsque la contrainte CO<sub>2</sub> est suffisamment forte, tandis que le système électrique contribue de manière transitoire à la décarbonation du système via la production de méthane de synthèse par du Power-to-Gas. Ainsi, nous avons mis en évidence la difficulté de satisfaire la demande sur certaines périodes lorsque la disponibilité des moyens de production d'électricité est insuffisante.

Dans la configuration « pivot », nous avons mis en exergue la sollicitation importante et parfois simultanée de plusieurs filières pour respecter la contrainte de décarbonation « facteur 4 » : l'utilisation du bois énergie pour la production de biométhane ou d'électricité, l'utilisation du biogaz pour la production de biométhane, le maintien de l'utilisation des centrales nucléaires ainsi que le recours au CCS. Dans cette section, nous évaluons donc l'impact d'une disponibilité/acceptabilité limitée de ces filières de décarbonation.

La Figure 64 présente la synthèse des trajectoires d'émissions par secteur pour les scénarios que nous avons considérés, et montre que les niveaux d'émissions sont sensiblement identiques. Pour autant, les contraintes de disponibilité des technologies sont différentes : il faut ainsi analyser les mix gaz et électrique pour comprendre comment le système respecte les contraintes de décarbonation.

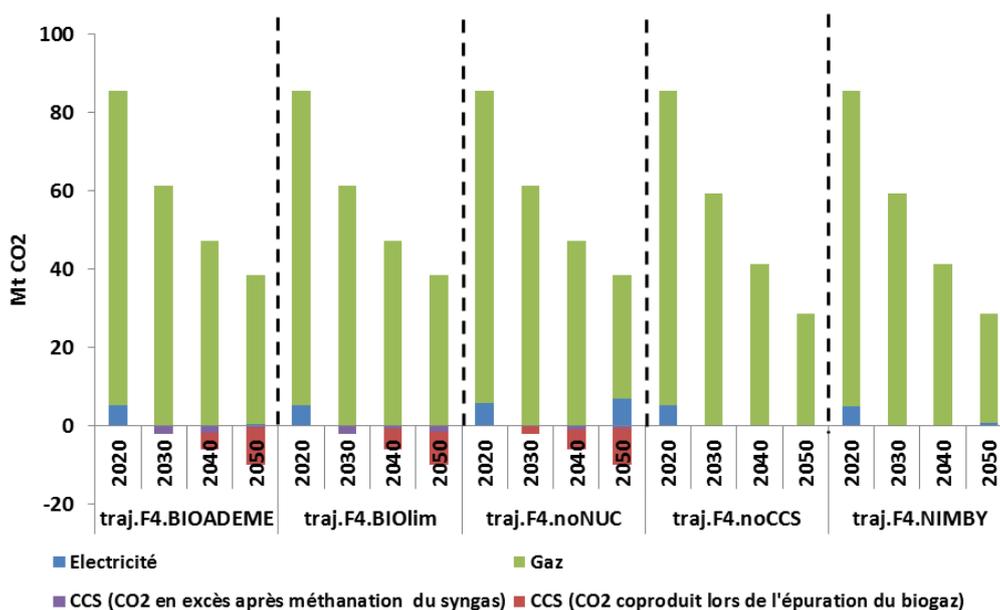


FIGURE 64 : ÉMISSIONS DE CO<sub>2</sub> DANS LE CAS D'UNE DISPONIBILITE LIMITEE DES TECHNOLOGIES

## 2.4.1 Variations autour des potentiels de biogaz et de bois-énergie

### 2.4.1.1 Rythmes de déploiement observés dans le scénario (« traj.F4 »)

Afin de respecter la trajectoire de décarbonation « facteur 4 », l'utilisation de la ressource biogaz est très proche du niveau de saturation entre 2025 et 2035 en raison de la contrainte de déploiement liée au rythme d'installation des méthaniseurs. En 2045 et 2050, on atteint respectivement 86% et 73% du maximum autorisé, cette fois-ci en raison de la contrainte liée à la ressource primaire méthanisable (Figure 66). La contrainte liée à la disponibilité de la ressource bois-énergie est quant à elle saturée ou proche de la saturation entre 2030 et 2040 (Figure 65).

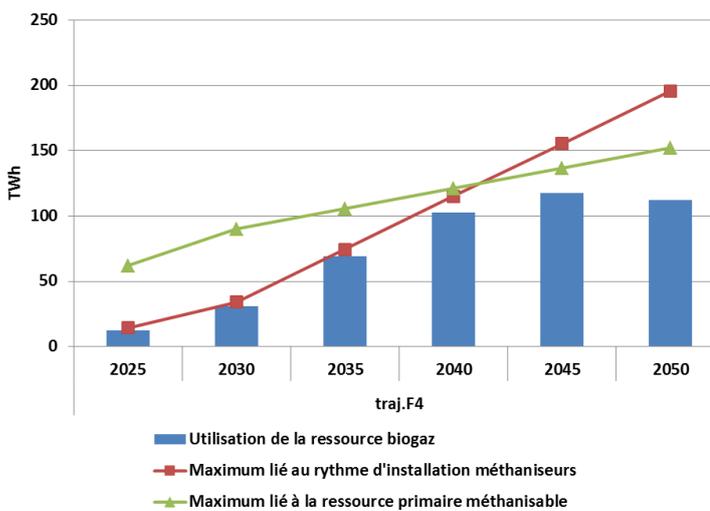


FIGURE 66 : UTILISATION DE LA RESSOURCE BIOGAZ DANS LE SCÉNARIO « TRAJ.F4 »

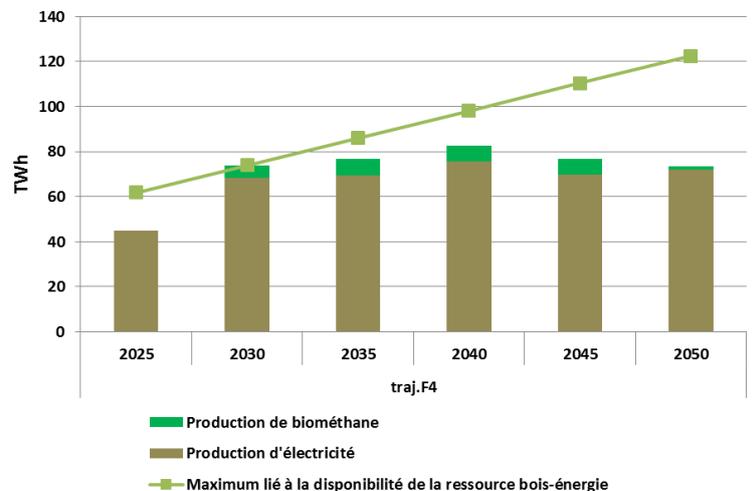


FIGURE 65 : UTILISATION DE LA RESSOURCE BOIS-ENERGIE DANS LE SCÉNARIO « TRAJ.F4 »

Ces niveaux de sollicitation considérables des ressources impliquent une importante mobilisation des filières industrielles associées. Pour ce faire, plusieurs barrières au déploiement devront être levées :

- Pour le biométhane issu de la méthanisation : le renforcement des dispositifs de soutien ainsi qu'une simplification administrative et réglementaire, par exemple concernant la commercialisation des substrats organiques (Académie des Technologies, 2016) ;
- Pour le bois énergie : des difficultés d'accès (forêts non desservies) et d'exploitation (coûts non compétitifs), ainsi que des contraintes d'acceptabilité sociale (assimilation des coupes à la déforestation) (MTES, 2017b).

Dans la section suivante, nous présentons donc un scénario « F4.BIOlim » contrasté traduisant une difficulté de mobilisation de la ressource biomasse agricole pour la méthanisation et forestière pour le bois-énergie.

### 2.4.1.2 Cas d'un déploiement limité de la biomasse et du biogaz (« traj.F4.BIOlim »)

Compte-tenu des freins au déploiement des filières mentionnés dans la section précédente, nous considérons un scénario contrasté dans lequel les potentiels bois-énergie et biogaz issu de la méthanisation à l'horizon 2050 restent importants mais sont divisés par 2 : ils représentent ainsi respectivement 61 TWh et 76 TWh. Comme dans le scénario « traj.F4 », le biométhane issu de la gazéification est sollicité en complément (Figure 67), ce qui diminue d'autant plus le volume de bois-énergie disponible pour produire de l'électricité. La production de méthane de synthèse par du Power-to-Gas est fortement sollicitée dès 2035 pour respecter la contrainte de trajectoire de réduction des émissions, ce qui occasionne une augmentation de la production d'électricité de 86 TWh (Figure 68). Ce scénario permet de montrer qu'un développement limité des filières biométhane nécessite l'utilisation de technologies plus contraignantes pour le système.

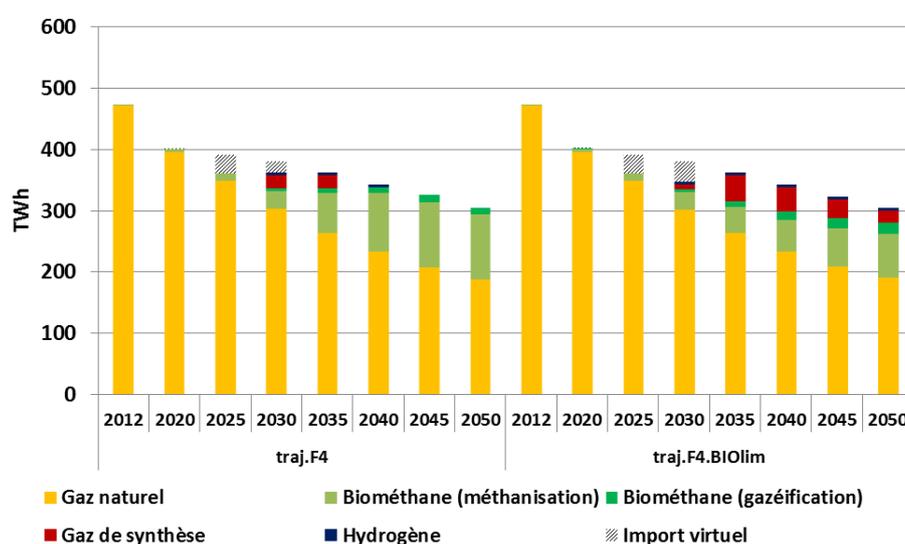


FIGURE 67 : MIX GAZ DU SCENARIO « TRAJ.F4.BIOLIM »

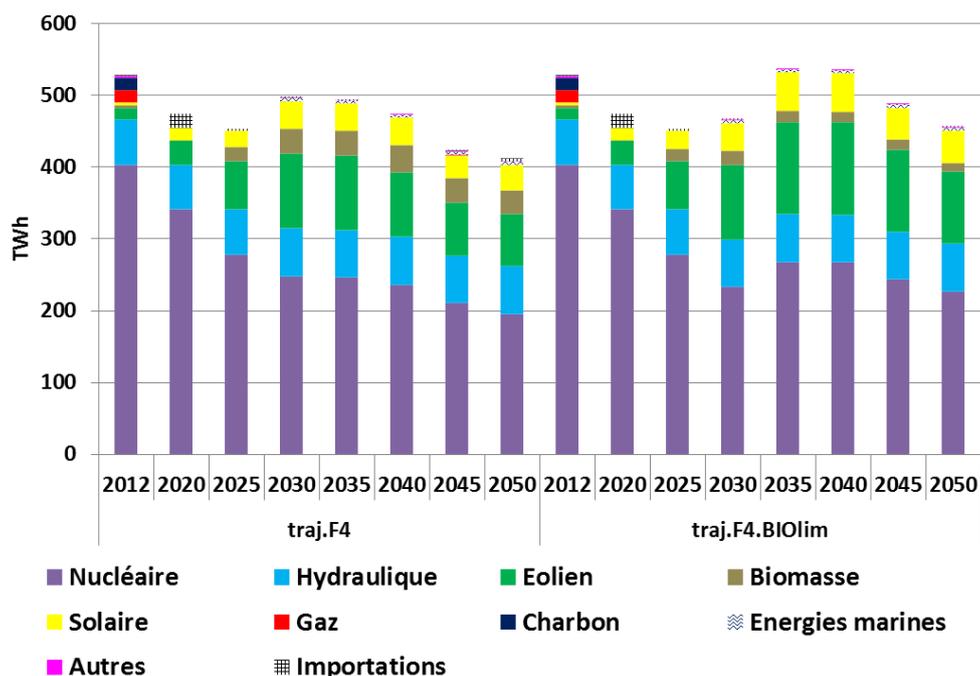


FIGURE 68 : MIX ELECTRIQUE DU SCENARIO « TRAJ.F4.BIOlim »

Sur la Figure 69, nous observons que le bois participe davantage à la production de biométhane dans le scénario « traj.F4.BIOlim », en raison de la limitation de la ressource pour produire du biométhane par la méthanisation. Le volume mobilisé pour l'injection de biométhane augmente progressivement et atteint 36% de la quantité totale de bois-énergie en 2050.

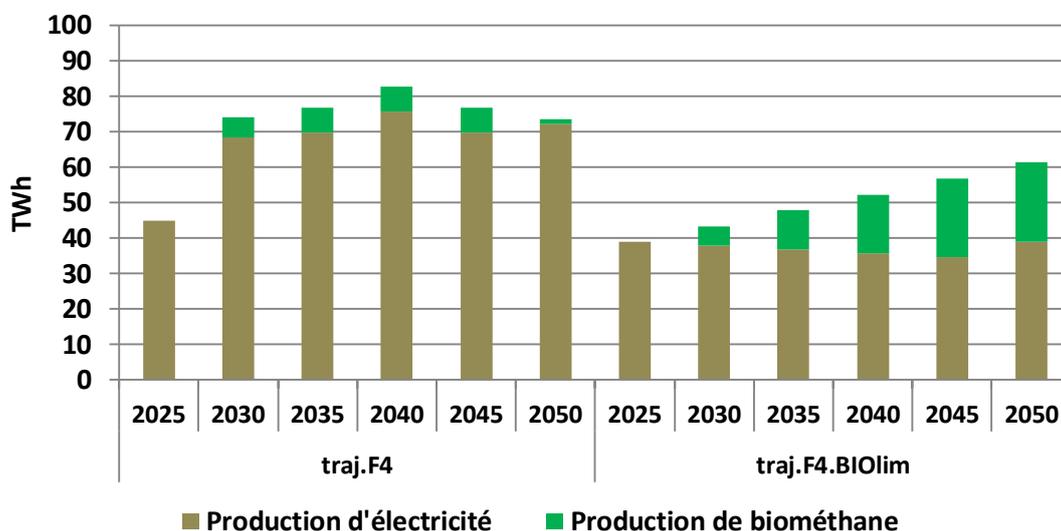


FIGURE 69: USAGES DU BOIS-ENERGIE DANS LES SCENARIOS « TRAJ.F4 » ET « TRAJ.F4.BIOlim »

### 2.4.1.3 Cas d'une augmentation de la disponibilité de la biomasse et des rythmes de déploiement du biométhane issu de la gazéification (« traj.F4.BIOADEME »)

Dans notre configuration pivot, les hypothèses de ressource bois-énergie mobilisables et d'installation d'unités de pyrogazéification ne permettent pas d'atteindre le potentiel de biométhane injectable en 2050 identifié dans le rapport ADEME 100% gaz renouvelables (près de 130 TWh).

Dans ces scénarios, nous souhaitons analyser les comportements conjoints des systèmes gaz et électrique lorsque qu'il est possible d'atteindre un tel potentiel en 2050.

Par conséquent, les hypothèses que nous adoptons dans cette section diffèrent de notre configuration « pivot » sur les deux points suivants :

- **Le potentiel de biomasse** en 2050 est désormais porté à son maximum de **229 TWh en 2050** (ADEME, 2018c).
- **Le rythme d'injection maximal du biométhane issu de la gazéification** (en TWh supplémentaires/an) correspond désormais au scénario le plus volontariste du bilan prévisionnel des opérateurs de réseaux gaziers (« scénario B »), car il permet **d'atteindre les niveaux d'injection (138 TWh) observés dans** (ADEME, 2018c). Pour rappel, nous conservons les rythmes envisagés en 2035 pour les périodes 2040, 2045 et 2050.

TWh supplémentaires/an	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Configuration pivot	0	0	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
Nouveau rythme	0	0	4.9	10.8	10.8	10.8	10.8

TABLEAU 19 : SCENARIOS DE RYTHME MAXIMAL D'INJECTION DES UNITES DE PYROGAZEIFICATION

Tout d'abord, les effets de ces nouvelles hypothèses ont été évalués dans le cas de nos demandes de référence gaz/électricité (« traj.F4.BIOADEME »). Ensuite, le cas d'une demande haute a été considéré (« traj.F4.BIOADEME.demHAUT »). Dans le scénario « traj.F4.BIOADEME », les mix gaz/électricité évoluent peu par rapport au scénario « traj.F4 », car le biométhane issu de la méthanisation est fortement déployé (105 TWh en 2050) (Figure 70).

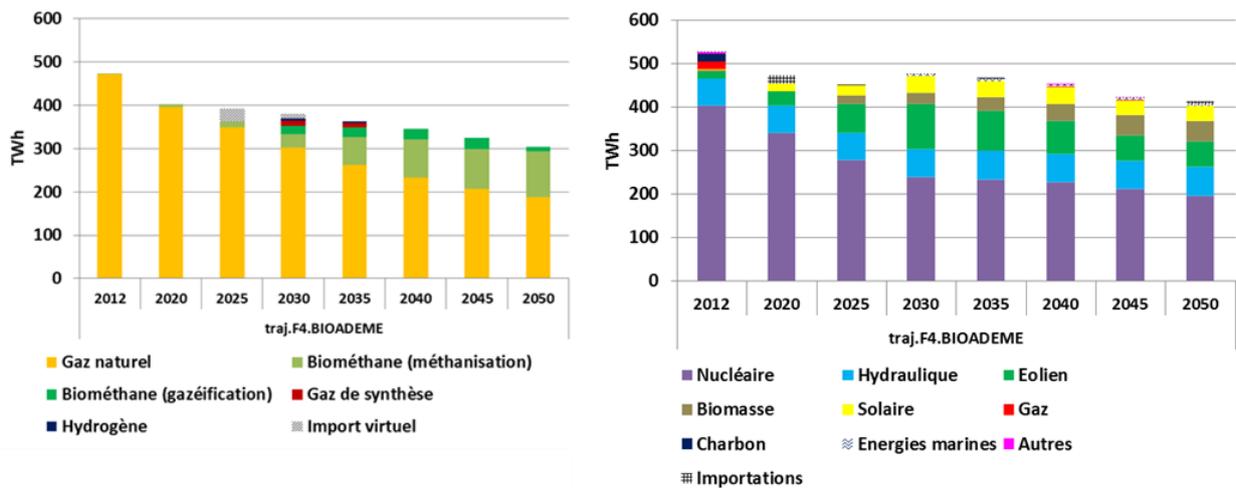


FIGURE 70 : MIX GAZ ET ELECTRIQUE DANS LE SCENARIO « TRAJ.F4.BIOADEME »

Dans le scénario (« traj.F4.BIOADEME.demHAUT »), les déploiements conjoints du biométhane issu de la gazéification et de la méthanisation permettent de satisfaire la trajectoire de décarbonation en limitant le recours au PtG pour décarboner le système gaz (Figure 72), et ainsi de limiter les efforts d’investissements dans de nouvelles capacités installées par le système électrique (Figure 71).

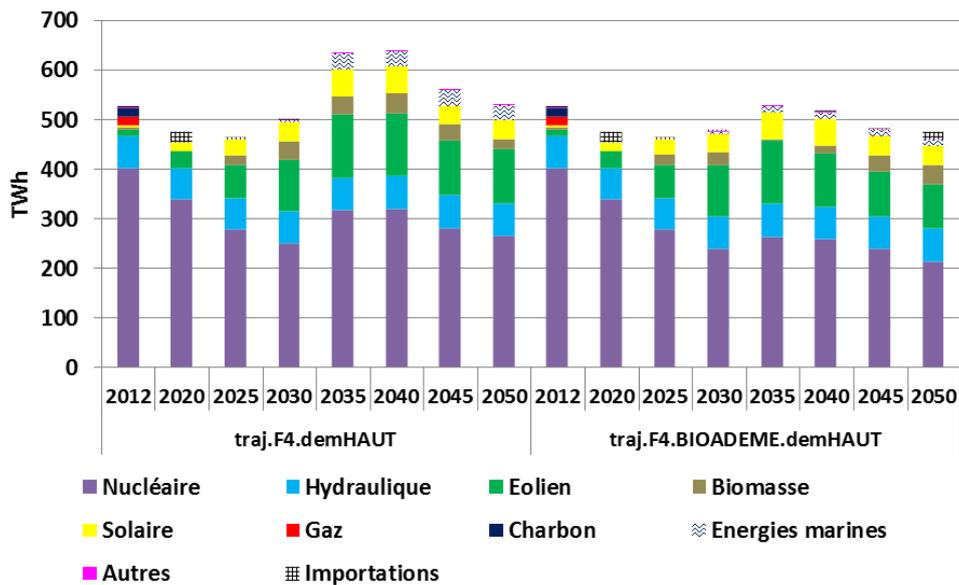


FIGURE 71 : MIX ELECTRIQUE DES SCENARIOS « TRAJ.F4.DEMHAUT » ET « TRAJ.F4.BIOADEME.DEMHAUT »

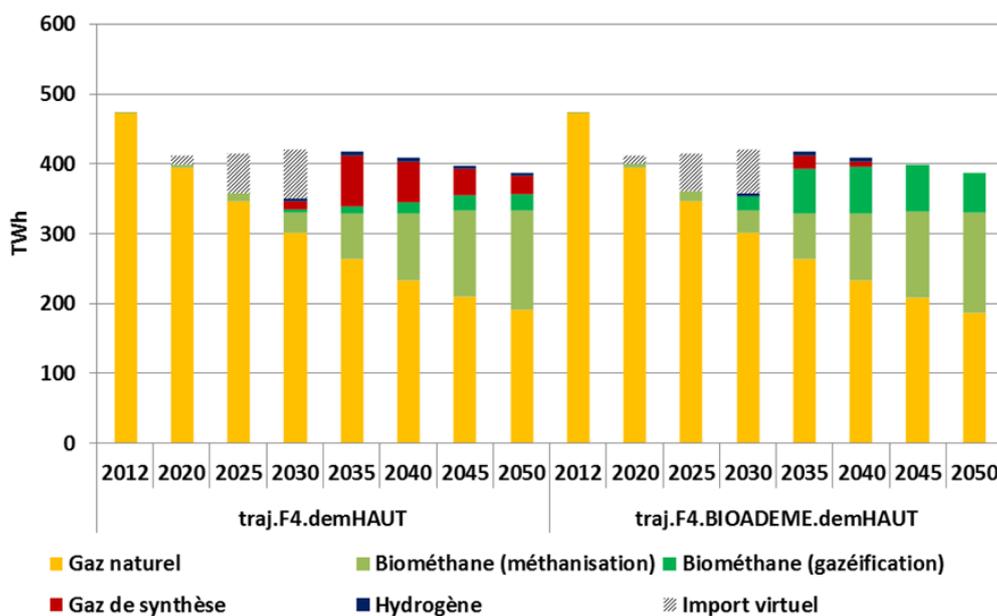


FIGURE 72 : MIX GAZ DES SCENARIOS « TRAJ.F4.BIOADEME » ET « TRAJ.F4.BIOADEME.DEMHAUT »

#### 2.4.2 Pas de possibilité de stockage souterrain de CO<sub>2</sub> (traj.F4.noCCS)

Dans le scénario « traj.F4 », la séquestration du carbone est utilisée par le modèle au maximum de son potentiel (Figure 73). Le CO<sub>2</sub> issu des filières biogaz/syngas est l'unique source de capture, ce qui engendre un décompte d'émissions négatives et contribue donc fortement à l'atteinte des objectifs de décarbonation. Le volume annuel séquestré en 2050 atteint 10 000 kt par an, soit l'équivalent d'une dizaine de sites de séquestration sur la base des installations actuelles en phase pilote. Par ailleurs, une capacité de stockage de 2 000 kt est déjà opérationnelle en 2030. Or, nous avons vu dans le chapitre 1 qu'il n'y a actuellement aucun projet planifié en France. D'une manière plus générale, il existe plusieurs verrous qui rendent les perspectives de développement de la filière CCS encore incertaines. Ces éléments motivent donc l'analyse d'un scénario-variante « traj.F4.noCCS » dans lequel la séquestration du carbone n'est pas autorisée sur l'ensemble des périodes d'étude.

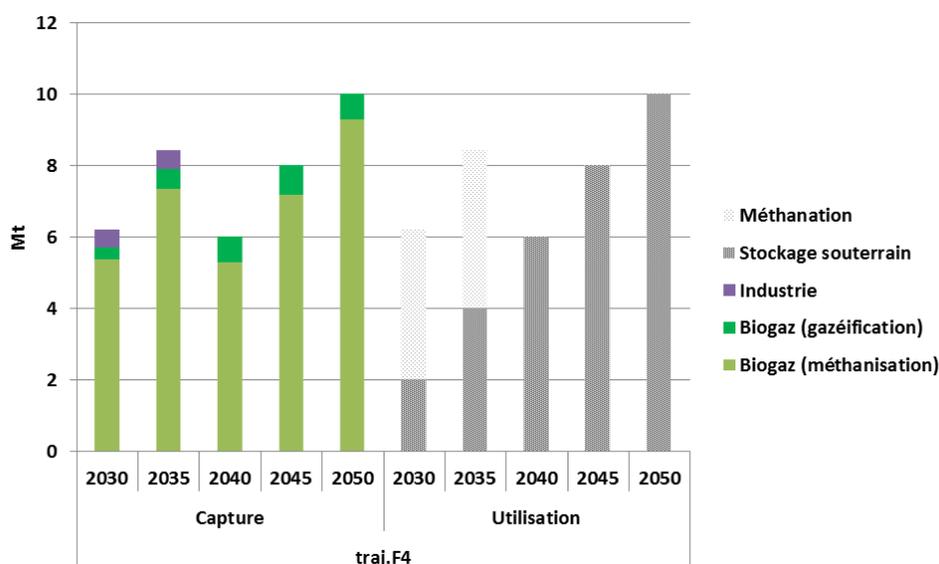


FIGURE 73 : ORIGINE/UTILISATION DU CO<sub>2</sub> DANS LE SCENARIO « TRAJ.F4 »

La Figure 74 permet d'analyser les différences de production de gaz et d'électricité par rapport au scénario « traj.F4 ». Le méthane de synthèse est utilisé en complément du biométhane pour satisfaire la contrainte de décarbonation « facteur 4 », car le système doit pallier l'impossibilité de générer des émissions négatives via la capture et séquestration du CO<sub>2</sub> coproduit lors de l'épuration du biogaz et du CO<sub>2</sub> en excès en provenance du syngas. Par conséquent, la production d'électricité augmente à partir de 2035.

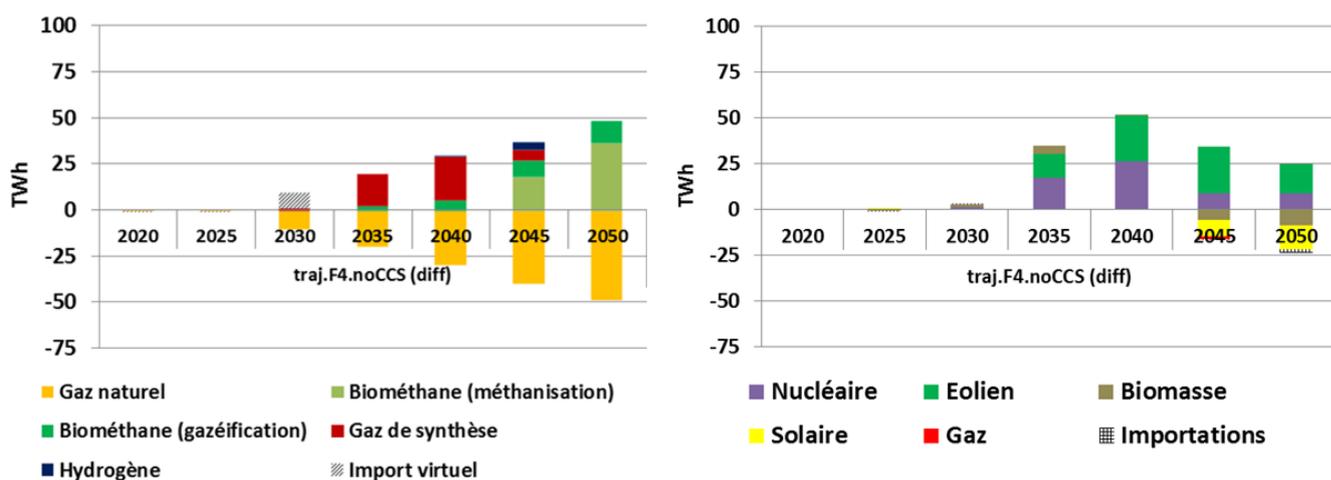


FIGURE 74 : DIFFERENCE DE MIX GAZ ET ELECTRIQUE PAR RAPPORT AU SCENARIO « TRAJ.F4 » DANS LE SCENARIO « TRAJ.F4.NOCCS »

### 2.4.3 Sortie du nucléaire en 2050 (« traj.F4.noNUC »)

En France, le débat sur l'avenir de la filière nucléaire est un enjeu majeur en raison de la taille considérable du parc (63 GW / 19 centrales / 58 réacteurs), de l'ancienneté de ce dernier (42 réacteurs ont plus de 30 ans) et des enjeux autour de la construction de nouveaux réacteurs EPR. Dans les cas de figure précédents, nous avons remarqué que les centrales nucléaires continuent à être utilisées jusqu'en 2050 dans la limite des 50% de participation à la production en bilan annuel.

Dans cette section, nous proposons un scénario dans lequel la capacité nucléaire installée doit être nulle en 2050. Cela peut correspondre à une décision politique, sociétale, ou bien à une situation dans laquelle une dérive permanente du coût de l'ensemble de la filière rendrait inadéquante l'installation de nouveaux réacteurs. Quelle est la configuration optimale de notre système gaz/électrique dans le cas d'une trajectoire de sortie du nucléaire ?

L'analyse du mix électrique montre que le système conserve un parc de production semblable à celui du scénario « traj.F4 » jusqu'en 2035 (Figure 75). Ensuite, la production nucléaire diminue progressivement et la compensation est assurée par l'éolien et le solaire. Cependant, sa participation annuelle est encore de 47% en 2040 et de 30% en 2045 car nous n'avons pas imposé de contrainte de sortie progressive. Ainsi, la sortie soudaine du nucléaire en fin d'horizon génère un développement très rapide de moyens de production alternatifs (éolien, biomasse, solaire, énergies marines mais aussi cycles combinés gaz). Par ailleurs, le modèle recourt aux importations d'électricité en provenance des pays voisins à la hauteur de 24 TWh. Ainsi, les résultats obtenus sont fortement dépendants des possibilités d'exportation des autres pays interconnectés.

L'effet de la sortie du nucléaire est beaucoup moins visible sur le système gaz. En 2050, nous observons une légère augmentation de la production de biométhane en raison de la production d'électricité par les cycles combinés.

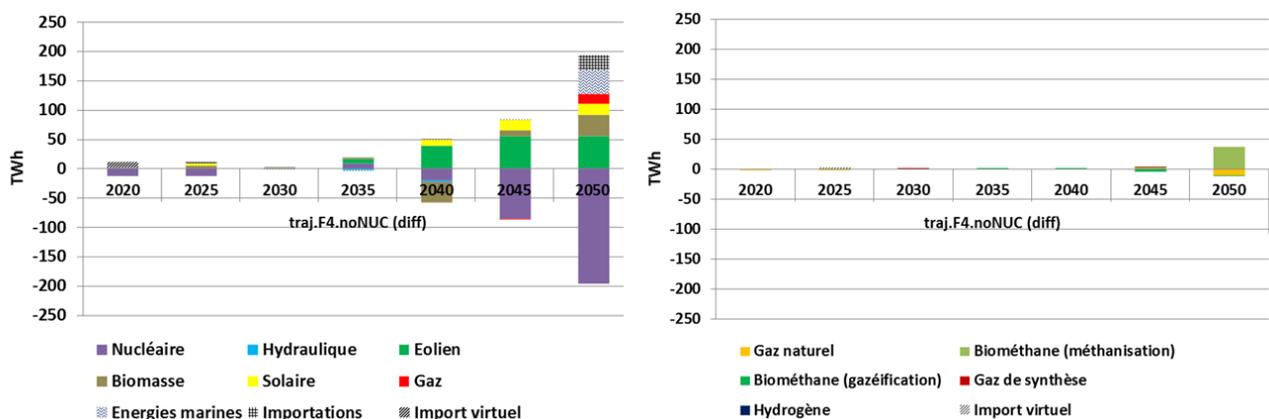
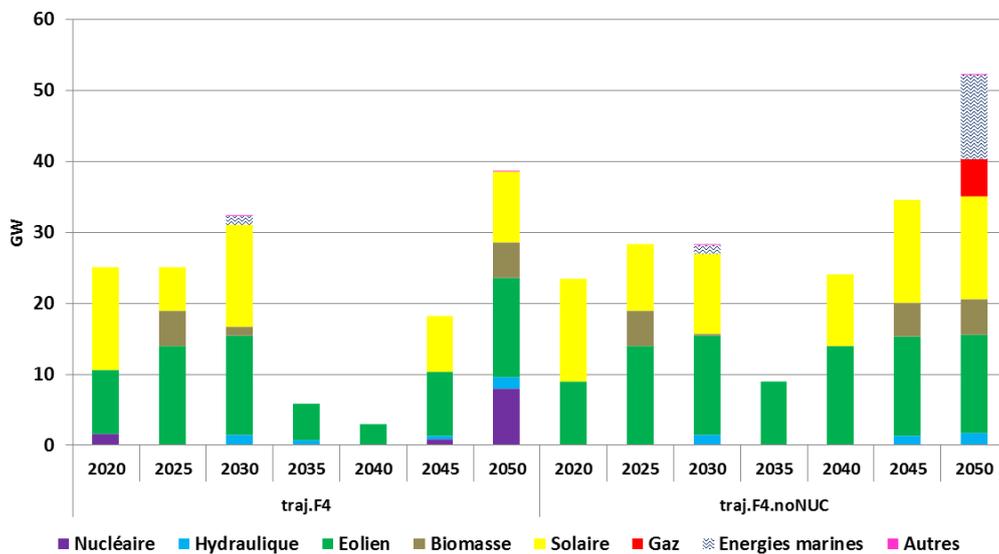


FIGURE 75 : DIFFERENCE DE MIX GAZ ET ELECTRIQUE PAR RAPPORT AU SCENARIO « TRAJ.F4 » DANS LE SCENARIO « TRAJ.F4.noNUC »

La Figure 76 affiche les nouvelles capacités installées par période de 5 ans. Les investissements sont identiques entre les deux scénarios jusqu'en 2030. Ensuite, ils sont notablement accrus, en particulier pour les filières éolien et solaire : environ 14 GW par période. En 2050, la somme des nouvelles capacités installées dépasse 40GW en raison de l'apparition des énergies marines (12 GW) et des centrales gaz (8 GW) : ce résultat montre l'importance de l'anticipation dans les choix énergétiques pour éviter des montants d'investissements inadaptés en fin de période.



**FIGURE 76 : NOUVELLES CAPACITES INSTALLEES DANS LES SCENARIOS « TRAJ.F4 » ET « TRAJ.F4.NONUC »**

## 2.4.4 Scénario « NIMBY »

Dans ce scénario, nous nous plaçons dans un contexte dans lequel il existe de fortes résistances des acteurs aux projets d'implantation des filières qui jouent un rôle important pour la décarbonation des systèmes gaz et électrique. Nous reprenons donc pour ce scénario le terme « NIMBY » (« Not In My Backyard ») et considérons les hypothèses suivantes :

- le système doit sortir du nucléaire à l'horizon 2050 ;
- le CCS n'est pas autorisé sur tout l'horizon ;
- les potentiels de biomasse sont limités comme dans le scénario « F4.BIOlim » ;
- les importations ne sont pas autorisées pour refléter une situation dans laquelle l'indépendance énergétique est considérée comme un enjeu important.

L'analyse des mix gaz et électrique montre que le système est tout d'abord surcontraint en 2025 et 2030 en raison de la disponibilité limitée des technologies (Figure 77). Le Power-to-Gas est ensuite utilisé ce qui entraîne une forte sollicitation des moyens de production d'électricité. Enfin, le système est de nouveau surcontraint en 2050 : 26% de la demande de gaz n'est pas satisfaite, ainsi que 21% de la demande d'électricité.

La faisabilité de ce scénario repose donc d'une part sur la nécessité d'une diminution de la demande de gaz en deçà de 250 TWh, et d'autre part sur une diminution de la demande d'électricité à un niveau inférieur à 350 TWh.

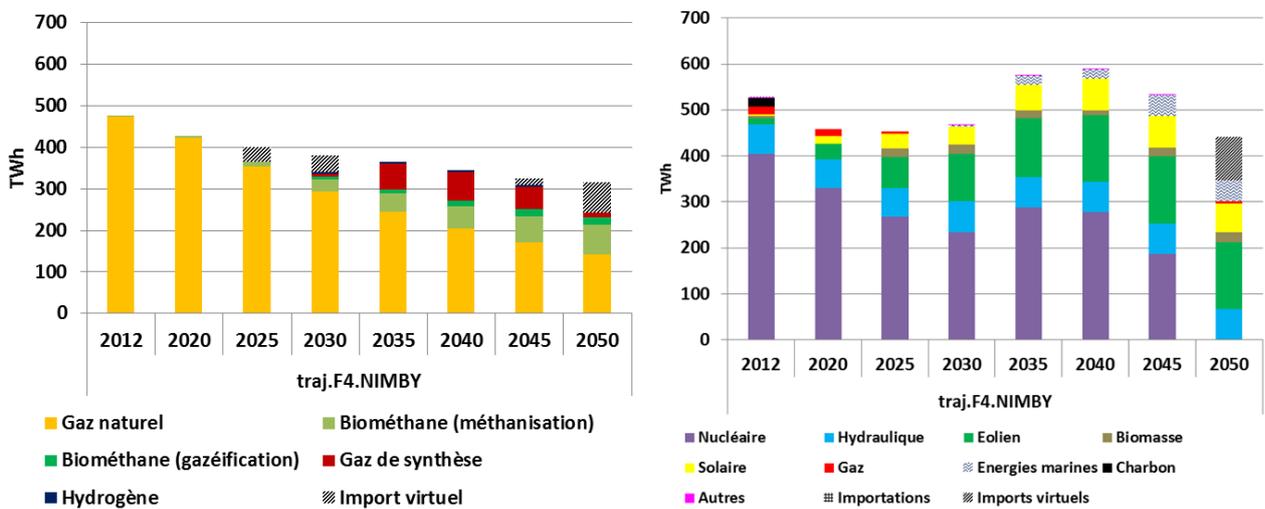


FIGURE 77 : MIX GAZ ET ELECTRIQUE DANS LE SCENARIO « TRAJ.F4.NIMBY »

## 2.5 Impact de la stratégie de décarbonation

### 2.5.1 Influence de la trajectoire de décarbonation

Dans les sections précédentes, nous avons mis en évidence le rôle déterminant de la trajectoire de décarbonation et notamment son impact sur les choix technologiques. Par ailleurs, nous avons montré qu'il existe parfois de fortes contraintes sur certaines périodes.

Dans cette section, nous étudions l'influence de configurations où l'objectif en 2050 est identique à celui du scénario « traj.F4 » mais où la trajectoire pour y parvenir est différente.

Nous considérons donc un scénario dans lequel l'objectif facteur 4 est avancé en 2040 « traj.F4.ANT » et un scénario dans lequel les efforts de décarbonation sont relâchés de manière symétrique « traj.F4.TARD » (Figure 79). Le cumul des émissions est respectivement plus élevé/faible de 9%/11% par rapport à la trajectoire de référence (Figure 78).

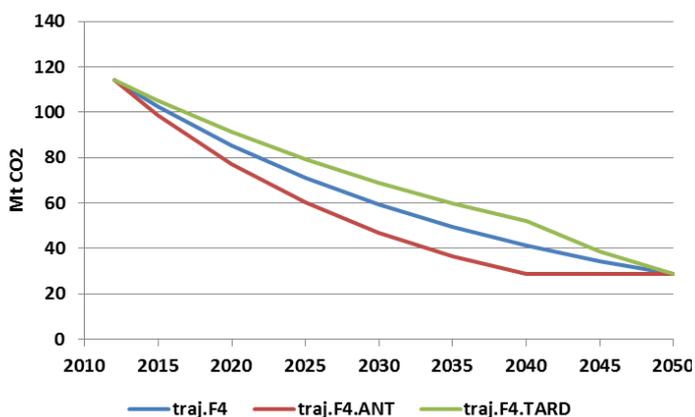


FIGURE 79 : VARIATIONS AUTOUR DE LA TRAJECTOIRE DE DECARBONATION DU SCENARIO « TRAJ.F4 »

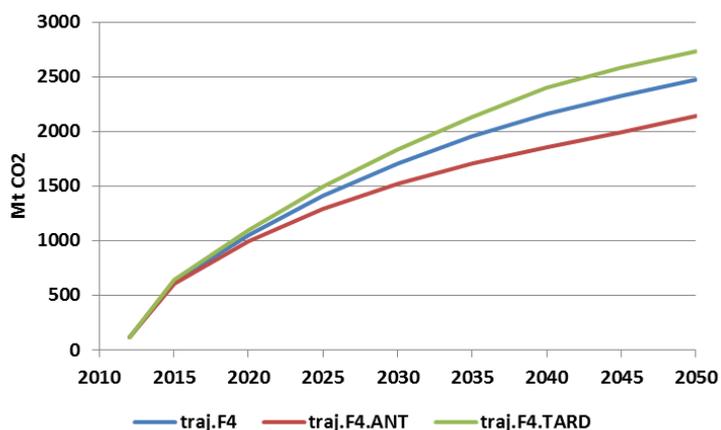
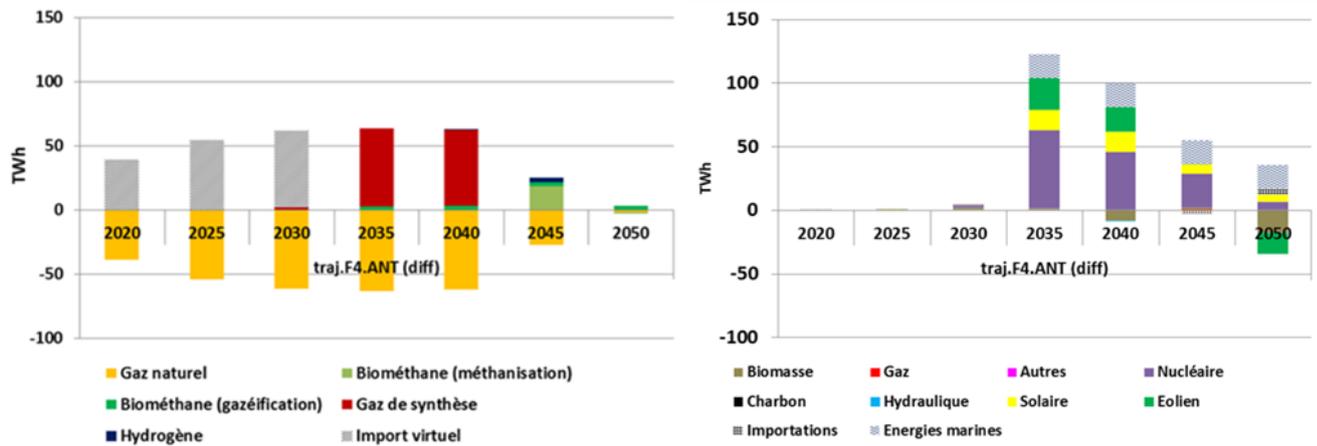


FIGURE 78 : EMISSIONS DE CO<sub>2</sub> CUMULEES DES SCENARIOS

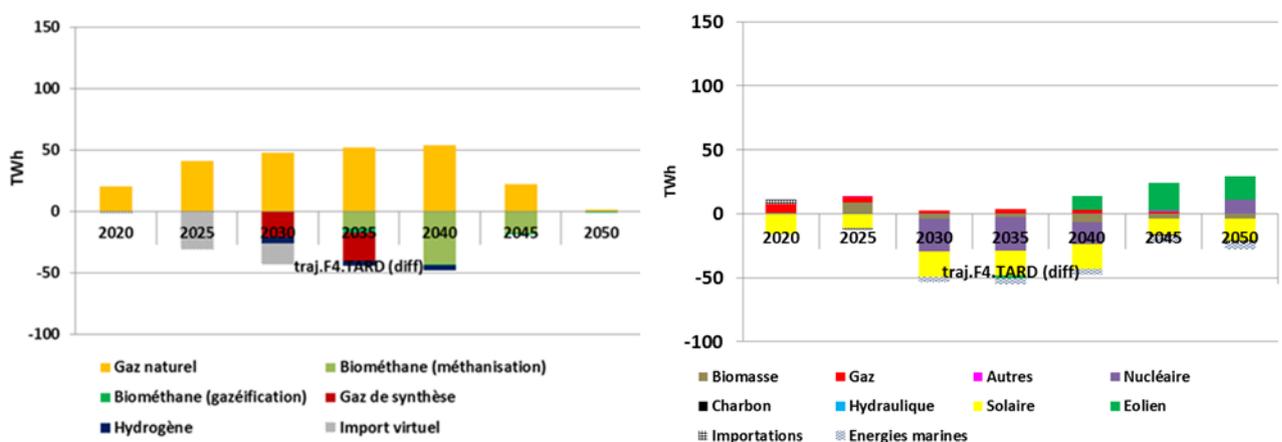
Dans le scénario « traj.F4.ANT », l'objectif facteur 4 est avancé en 2040. Les émissions de CO<sub>2</sub> sont ainsi 26% plus faibles à cette date que dans le scénario « traj.F4 ». Cela a pour effet de contraindre fortement les systèmes en début de période et conduit ainsi à recourir massivement aux imports virtuels de 2020 à 2030 (Figure 80) car les ressources pour décarboner le système conformément à la trajectoire ne sont pas disponibles.

La production de méthane de synthèse en 2035 est ensuite considérable. Le système électrique est alors fortement contraint car il faut produire de l'électricité décarbonée pour alimenter les électrolyseurs tout en comblant la diminution de la part du nucléaire à 50% de la production d'électricité.



**FIGURE 80 : DIFFERENCE DE MIX GAZ ET ELECTRIQUE PAR RAPPORT AU SCENARIO « TRAJ.F4 » POUR LE SCENARIO « TRAJ.F4.ANT »**

Dans le scénario « traj.F4.TARD », on autorise cette fois-ci 26% d'émissions de CO<sub>2</sub> supplémentaires en 2040 par rapport à la trajectoire pivot. Retarder la vitesse des efforts à fournir modifie également les choix technologiques (Figure 81) : les cycles combinés au gaz font leur apparition au sein du système électrique tandis que les participations du solaire et du nucléaire sont plus restreintes. La demande de gaz naturel augmente en début d'horizon en raison de la modification de la trajectoire de décarbonation et du développement des cycles combinés gaz.



**FIGURE 81 : DIFFERENCE DE MIX GAZ ET ELECTRIQUE PAR RAPPORT AU SCENARIO « TRAJ.F4 » POUR LE SCENARIO « TRAJ.F4.TARD »**

### 2.5.2 Scénario avec application de la valeur tutélaire du carbone sur tous les systèmes (« CARBON TAX »)

Dans ce scénario, nous considérons un outil économique de type « taxe carbone » pour la mise en place d'une stratégie de décarbonation. Par conséquent, aucune contrainte de trajectoire d'émissions n'est considérée.

L'hypothèse retenue pour cette taxe est de la fixer au niveau de la trajectoire de valeur<sup>74</sup> tutélaire du carbone établie en 2008 dans le rapport Quinet (Quinet & Centre d'Analyse Stratégique, 2009) : 56€/t en 2020, 100€/t en 2030 et 200€/t en 2050.

Nous constatons que la prise en compte de cette taxe conduit à une augmentation des émissions par rapport à la trajectoire de référence lorsque le niveau de la taxe est faible ou modéré. Ensuite, lorsque la taxe atteint 200€/t en 2050, les émissions sont plus faibles de 25% par rapport à la cible indiquée par la trajectoire du scénario « traj.F4 » (Figure 82). En revanche, les émissions cumulées sont plus élevées de 25% à cette date.

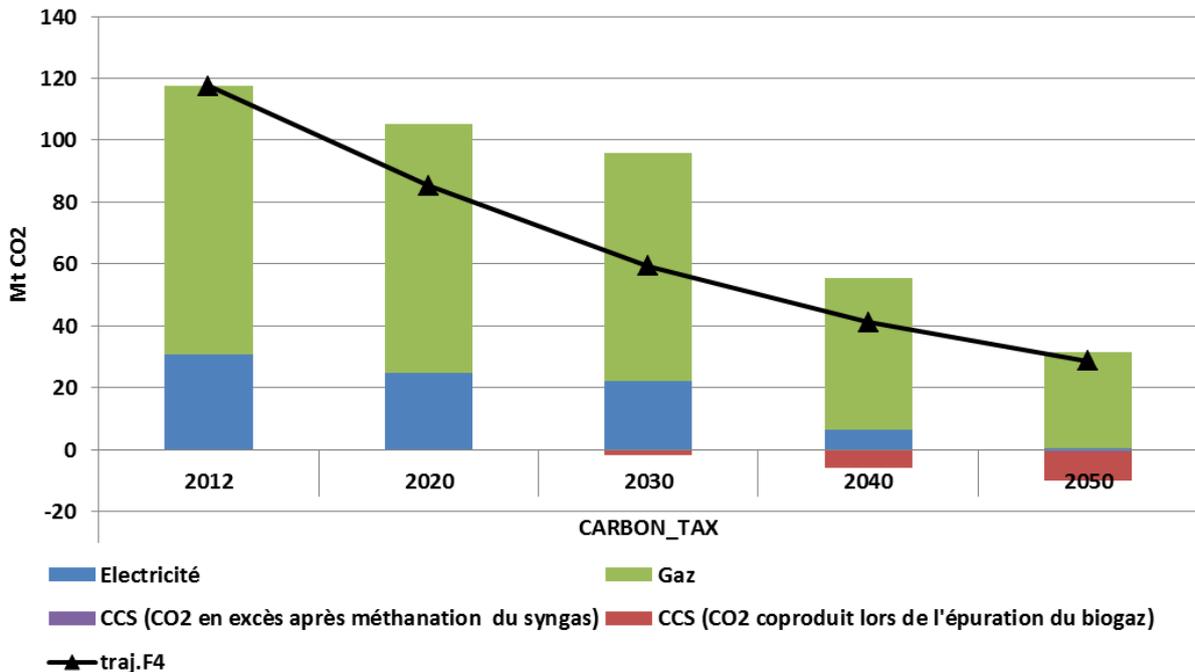


FIGURE 82 : EMISSIONS DE CO<sub>2</sub> DES SCENARIOS « CARBON TAX » ET « TRAJ.F4 »

<sup>74</sup> Une commission a été mise en place en 2018 afin de déterminer une nouvelle trajectoire de la valeur tutélaire du carbone. Les résultats sont attendus d'ici fin 2018.

Ces niveaux de taxe conduisent le système à utiliser des centrales fonctionnant au gaz avec un maximum de production en 2030, ce qui conduit à une augmentation liée de la demande de gaz dont le mix est essentiellement composé de gaz naturel. En 2050, la production d'électricité issue des CCG décroît tandis que la production de biométhane issue de la méthanisation augmente jusqu'à atteindre le maximum de potentiel mobilisable en 2050, ce qui porte la part du gaz renouvelable à 50% (

Figure 83 et Figure 84).

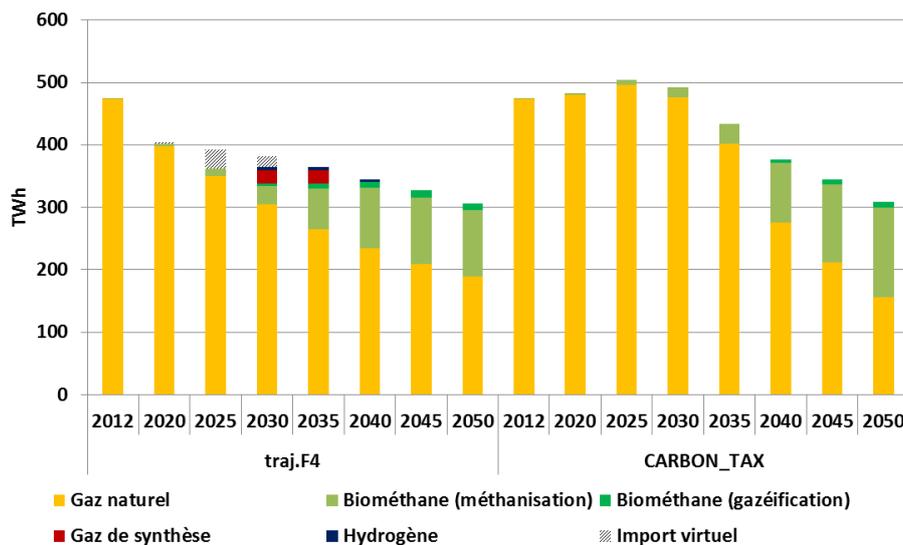


FIGURE 83 : MIX GAZ DES SCENARIOS « TRAJ.F4 » ET « CARBON\_TAX »

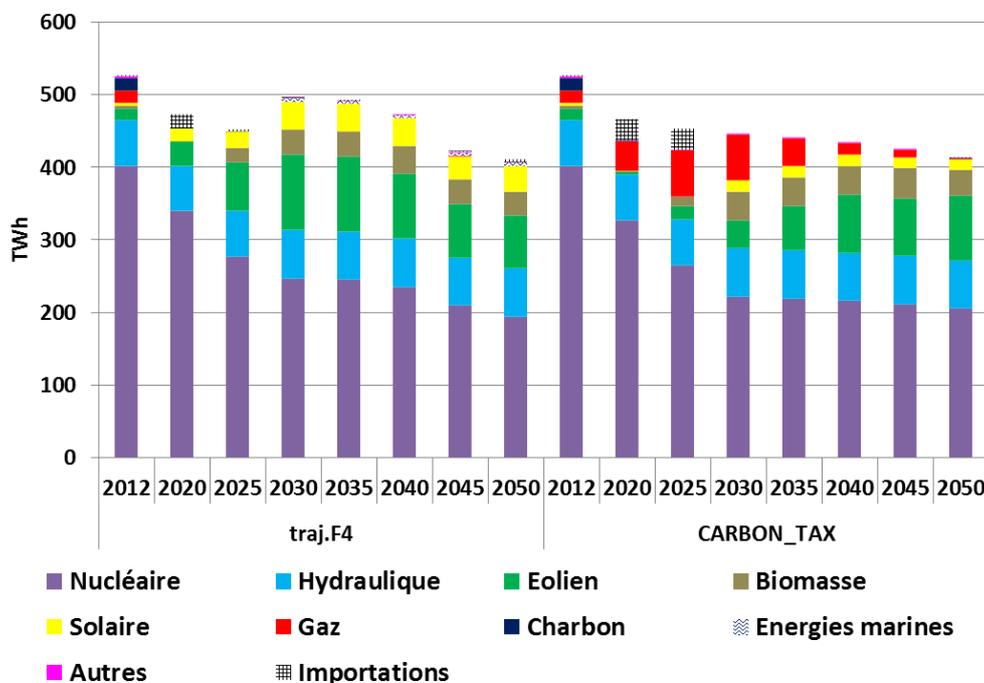


FIGURE 84 : MIX ELECTRIQUE DES SCENARIOS « TRAJ.F4 » ET « CARBON\_TAX »

### 2.5.3 Scénario avec budget carbone (« BUDGET.F4 »)

Dans cette section, nous introduisons une variante dans laquelle le budget carbone est identique à celui du scénario pivot « traj.F4 », mais aucune trajectoire de décarbonation n'est imposée : les systèmes gaz et électrique sont donc libre d'utiliser le budget qui leur est alloué sur l'ensemble de l'horizon.

La Figure 85 permet de constater que cela a pour effet de diminuer les efforts de décarbonation avant 2035. Passée cette date, l'inflexion de la courbe conduit à une quasi-neutralité carbone en 2045 afin de respecter le budget alloué.

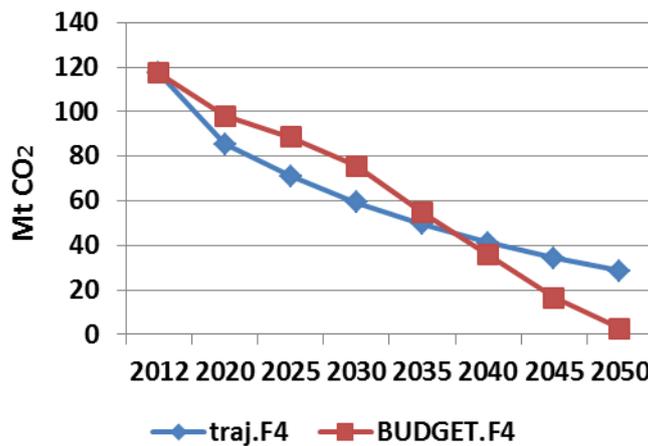


FIGURE 85 : EMISSIONS DE CO<sub>2</sub> DES SCENARIOS « TRAJ.F4 » ET « BUDGET.F4 »

L'effet de cette stratégie de décarbonation alternative est visible sur le mix gaz : à partir de 2040, l'ensemble des ressources disponibles pour décarboner le système gaz est mis à contribution. Ainsi, en 2050, le mix gaz est composé à 20% de gaz naturel et à 80% de gaz décarboné (Figure 86).

La Figure 87 indique que la production de méthane de synthèse induit un volume de production d'électricité qui croît jusqu'à atteindre un niveau similaire à celui d'aujourd'hui en 2050.

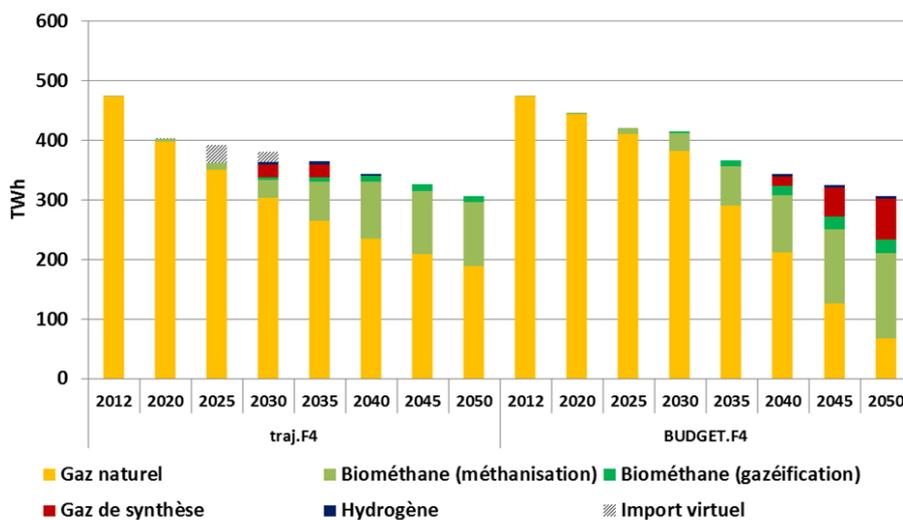


FIGURE 86 : MIX GAZ DES SCENARIOS « TRAJ.F4 » ET « BUDGET.F4 »

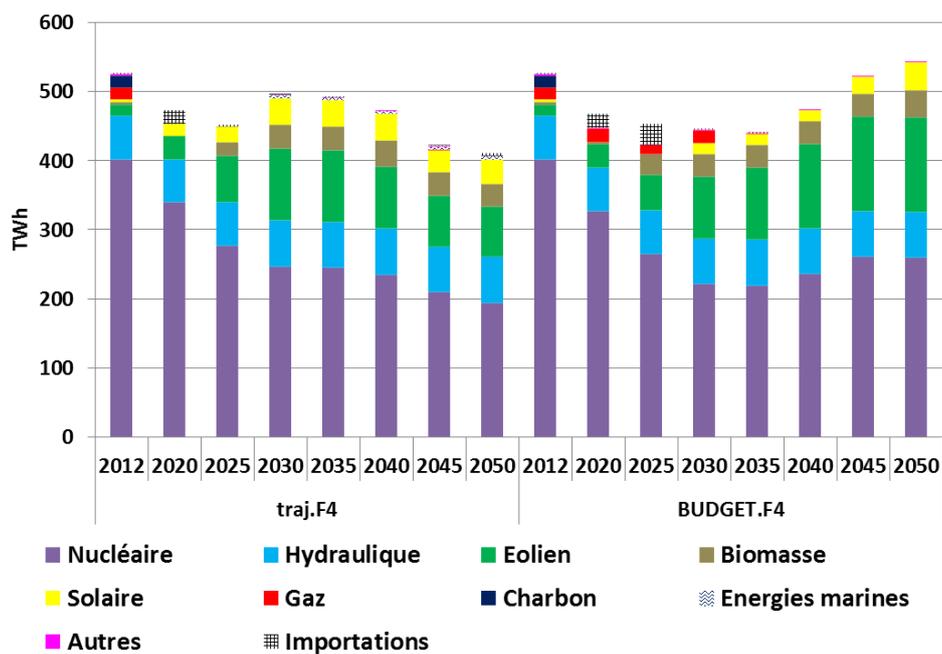


FIGURE 87 : MIX ELECTRIQUE DES SCENARIOS « TRAJ.F4 » ET « BUDGET.F4 »

### 3 Gestion des équilibres offre-demande

Afin d’approfondir l’analyse des systèmes d’offre pour répondre aux demandes de gaz et d’électricité, nous proposons d’étudier les implications de certaines hypothèses considérées pour les gaz renouvelables sur les équilibres offre-demande. Ceci permettra aussi de démontrer l’intérêt du modèle développé pour une analyse cohérente des équilibres pluriannuels et des contraintes dynamiques.

Tout d’abord, nous expliciterons les équilibres offre-demande des systèmes gaz et électrique au pas horaire pour le scénario pivot « traj.F4 » ainsi que pour le scénario « BUDGET.F4 » qui a une trajectoire de décarbonation moins contraignante en 2030 mais plus ambitieuse en 2050.

Ensuite, nous mettrons en évidence l’arbitrage entre utilisation du rebours et flexibilité de l’injection de biométhane dans le réseau de distribution de gaz.

#### 3.1 Equilibres offre-demande au pas horaire

La Figure 88 indique la puissance équivalente (GWh/h) appelée en 2050 au sein de chaque filière du système gaz sur les 576 pas de temps du modèle dans le scénario « traj.F4 ». Nous constatons que la stratégie de décarbonation repose sur l’utilisation du biométhane en base afin de maximiser la rentabilité des investissements réalisés. Le gaz naturel assure quant à lui le suivi de charge avec davantage d’importations en hiver.

En 2050, la part annuelle de gaz renouvelable est de 36%. Cette part varie au cours de l’année : elle est en moyenne de 26% sur la période janvier-février-novembre-décembre, 38% sur la période mars-avril-septembre-octobre et de 62% sur la période mai-juin-juillet-août. Par ailleurs, elle atteint un maximum de 95% au mois d’août sur une heure d’un jour de week-end.

Ces différentes valeurs mettent en évidence la variation du contenu CO<sub>2</sub> du kWh de gaz au cours de l’année.

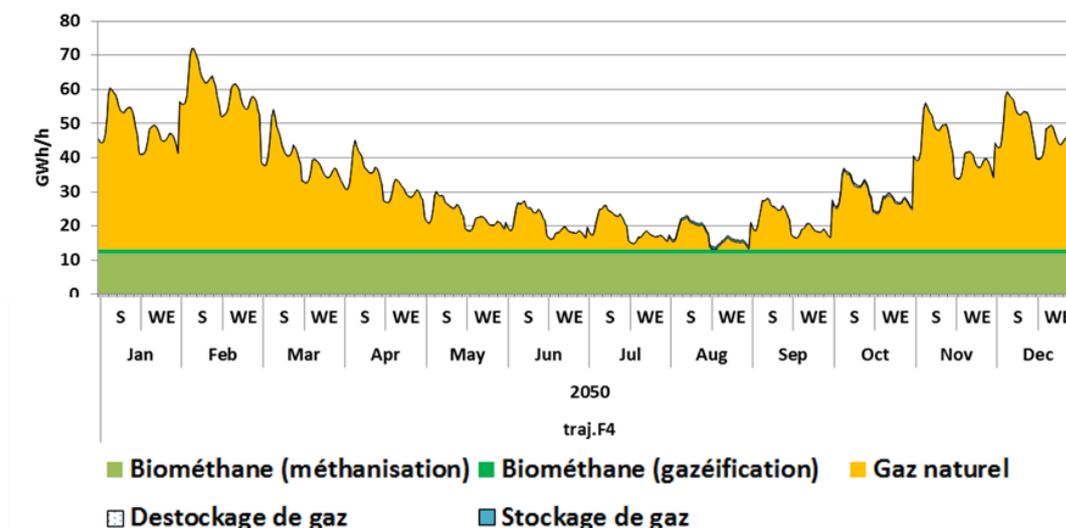


FIGURE 88 : MIX GAZ AU PAS HORAIRE EN 2050 POUR LE SCENARIO « TRAJ.F4 »

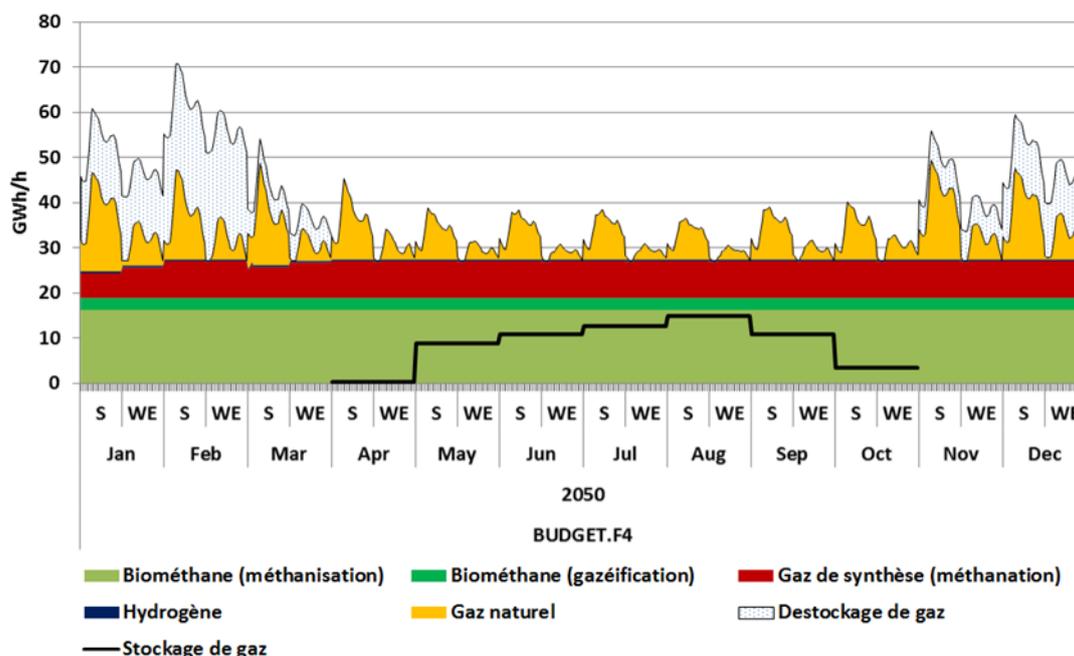
Nous comparons à présent cette dynamique de demande à celle du scénario « BUDGET.F4 » dont la part annuelle de gaz décarboné est de 78%. La Figure 89 montre que le stockage de gaz, actif d'avril à octobre, permet d'accroître la production en base en relevant le niveau de demande minimum tout au long de l'année.

Ainsi, la production de gaz de synthèse est globalement constante sur l'année afin de maximiser le facteur de charge des installations de méthanation dont le rôle est ici de contribuer au respect de la contrainte de décarbonation. Nous remarquons cependant une diminution de la production sur certains pas de temps, notamment au mois de janvier qui correspond à la pointe de consommation d'électricité.

Par ailleurs, le stockage saisonnier de gaz est utilisé afin de maximiser l'injection d'hydrogène dans les réseaux de gaz tout en respectant la contrainte de taux d'injection (5% en volume, soit 1.6% en énergie). Les effets seraient davantage visibles avec une hypothèse plus optimiste (20% en volume, soit 7% en énergie), car maximiser l'injection d'hydrogène dans le réseau permet de limiter le recours à la méthanation pour décarboner le système. Par ailleurs, cela permet également de maximiser le facteur de charge des électrolyseurs.

Ces résultats montrent comment dans une vision prospective le rôle du stockage de gaz pourra évoluer pour optimiser la production de gaz décarboné.

Finalement, la variation de la part du gaz décarboné au cours de l'année est plus faible que dans le scénario « traj.F4 » : les valeurs moyennes sont de 75% en hiver<sup>75</sup>, 82% en mi-saison<sup>76</sup>, et 87% en été<sup>77</sup>.



**FIGURE 89 : MIX GAZ AU PAS HORAIRE EN 2050 POUR LE SCENARIO « BUDGET.F4 »**

<sup>75</sup> janvier-février-novembre-décembre

<sup>76</sup> mars-avril-septembre-octobre

<sup>77</sup> mai-juin-juillet-août

Comment ces ajustements se traduisent-ils au sein du système électrique ?

Dans le scénario « traj.F4 », les puissances appelées en hiver (environ 65 GWh/h) (Figure 90) sont plus faibles que celles actuellement observées sur le réseau RTE (environ 80-90 GWh/h) du fait de la diminution de la demande d'électricité dans le scénario à l'horizon 2050 (essentiellement liée à la demande en hiver des secteurs résidentiel et tertiaire). L'équilibre offre-demande fait aussi ressortir des dynamiques saisonnières différenciées. En hiver, le pic de demande saisonnier génère une production notable du nucléaire et des centrales biomasse, ainsi que de l'hydraulique. En avril et en juillet, le mix électrique est sensiblement modifié car la demande est plus faible et la contribution des moyens de production solaire plus importante. L'ajustement est principalement réalisé par la modulation de l'hydraulique ainsi que par la diminution du volume de production des centrales nucléaires et biomasse. Le recours aux importations en hiver suppose une disponibilité des moyens de production externes au système électrique français. Le scénario « traj.F4\_noimp » évalue le comportement du système dans un contexte où il est impossible d'importer de l'électricité. Les importations sont remplacées par des centrales au gaz dont le facteur de charge est très faible : elles sont principalement utilisées pour répondre à la pointe de janvier et très faiblement ensuite.

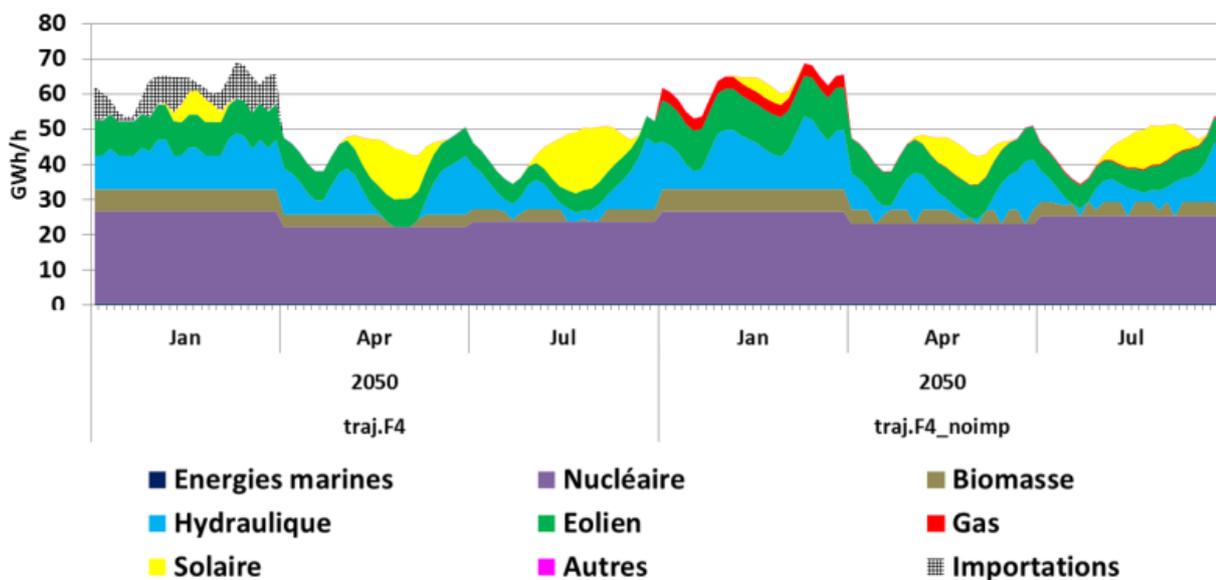


FIGURE 90 : MIX ELECTRIQUE AU PAS HORAIRE POUR LES SCENARIOS « TRAJ.F4 » ET « TRAJ.F4.NOIMP »

La différence de puissance appelée entre l'hiver et l'été est moins visible dans le scénario « BUDGET.F4 » que dans le scénario « traj.F4 » (Figure 91) en raison de la production d'électricité constante sur l'année pour alimenter les électrolyseurs. Nous remarquons que cette augmentation bénéficie au nucléaire qui voit sa contribution augmenter dans la limite des 50% en bilan annuel.

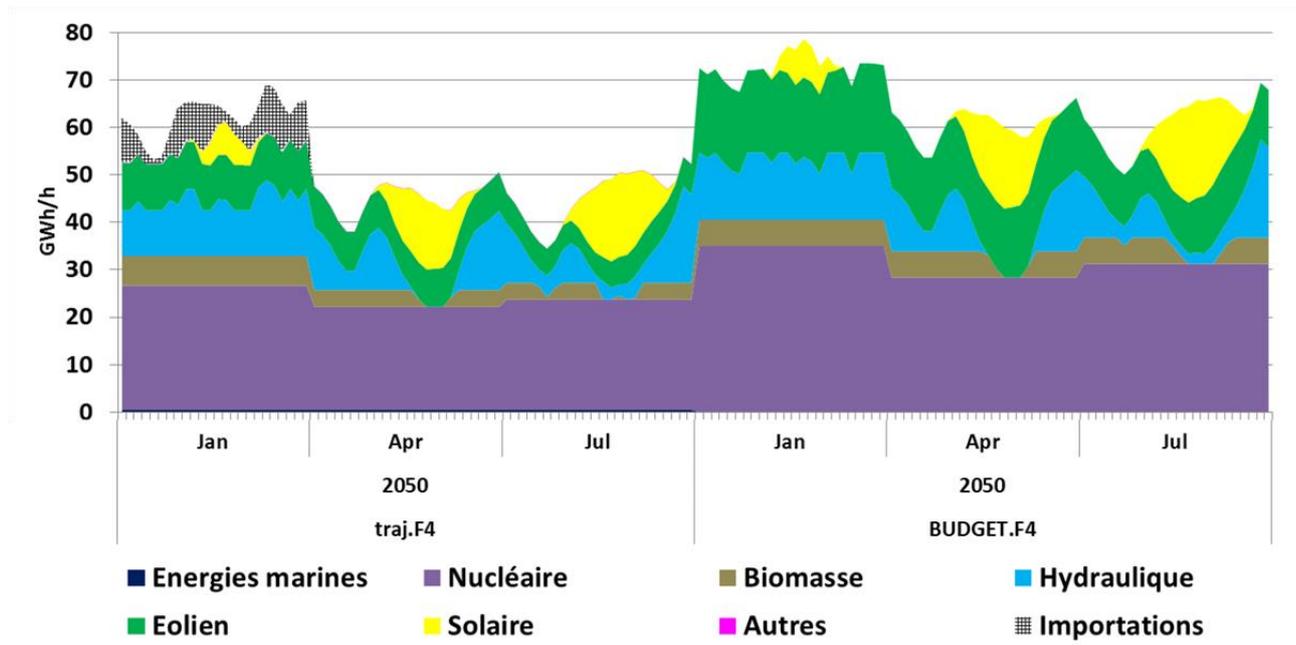


FIGURE 91 : MIX ELECTRIQUE AU PAS HORAIRE : SCENARIOS « TRAJ.F4 » ET « BUDGET.F4 » (JOUR DE SEMAINE)

### 3.1.1 Rôle du stockage intra-journalier d'hydrogène

L'hydrogène est un moyen de flexibilité utilisé d'une part en injection directe dans les réseaux de gaz et d'autre part pour le Power-to-Gas. La Figure 92 montre comment le stockage d'hydrogène intra-journalier est mobilisé par le modèle. Dans le scénario « BUDGET.F4 », il est utilisé en janvier et en mars, lorsque la production de PtG est modulée (cf Figure 89).

Son utilisation se révèle pertinente en hiver pour optimiser l'injection d'hydrogène et de gaz de synthèse par du Power-to-Gas lorsque la demande électrique est élevée. Le stockage d'hydrogène est réalisé la nuit de 3h à 7h (faible demande électrique), ainsi que l'après-midi de 12h à 17h (production solaire). Le destockage a lieu au moment où la production d'électricité est sollicitée pour répondre à la forte demande électrique, c'est-à-dire de 8h à 10h et après 18h.

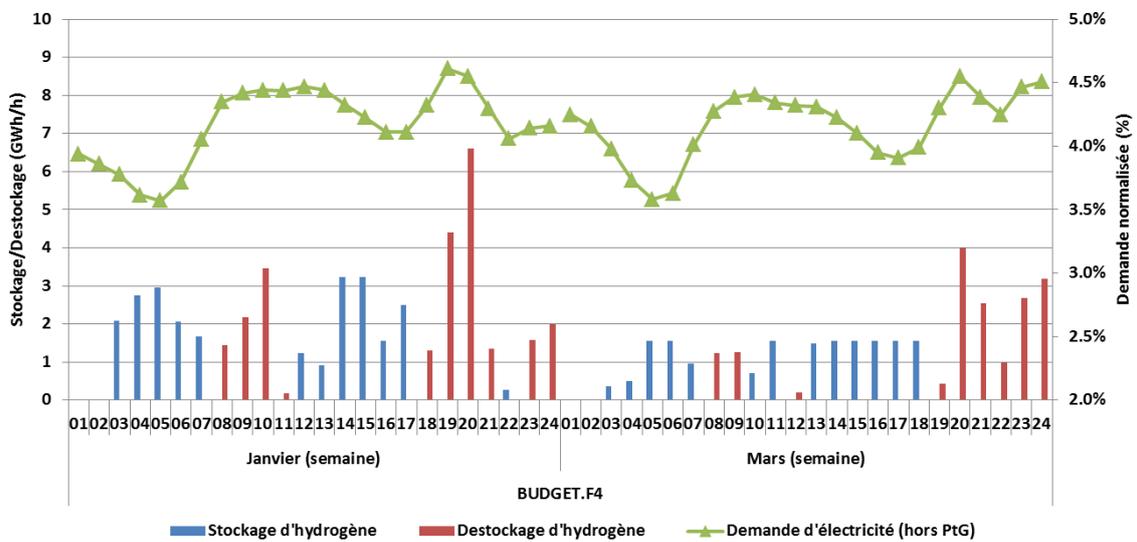


FIGURE 92 : STOCKAGE/DESTOCKAGE D'HYDROGENE POUR UN JOUR DE SEMAINE DE JANVIER ET MARS EN 2050

## 3.2 Gestion de la production de biométhane : enjeu centralisé/décentralisé

Le réseau actuel de transport de gaz est composé de neuf points d'injection : 4 terminaux méthaniers et 5 Points d'Interconnexion Réseau (PIR) aux frontières pour les importations de gaz naturel. Le développement du biométhane peut induire la création de plusieurs dizaines de points d'injection dans le réseau de transport, voire plusieurs centaines dans le réseau de distribution. Optimiser la production de biométhane présente un intérêt pour l'ensemble des acteurs de la filière. Cela permet d'une part d'augmenter la rentabilité du projet pour le producteur de biométhane et permet d'autre part au fournisseur de générer davantage de garanties d'origine en vendant plus de gaz renouvelable. Pour la collectivité, cela permettrait de diminuer le coût global de développement de cette filière.

Si la demande locale n'est pas en adéquation avec le volume local injecté, le réseau peut atteindre la saturation. Une solution consiste à avoir recours au stockage des intrants ou du biométhane afin de moduler<sup>78</sup> la production.

Les solutions qui font intervenir le réseau consistent à procéder au maillage des infrastructures, ou bien de mettre en place de nouveaux flux (« rebours») qui vont du réseau de distribution vers le réseau régional, voire du réseau régional vers le réseau de transport.

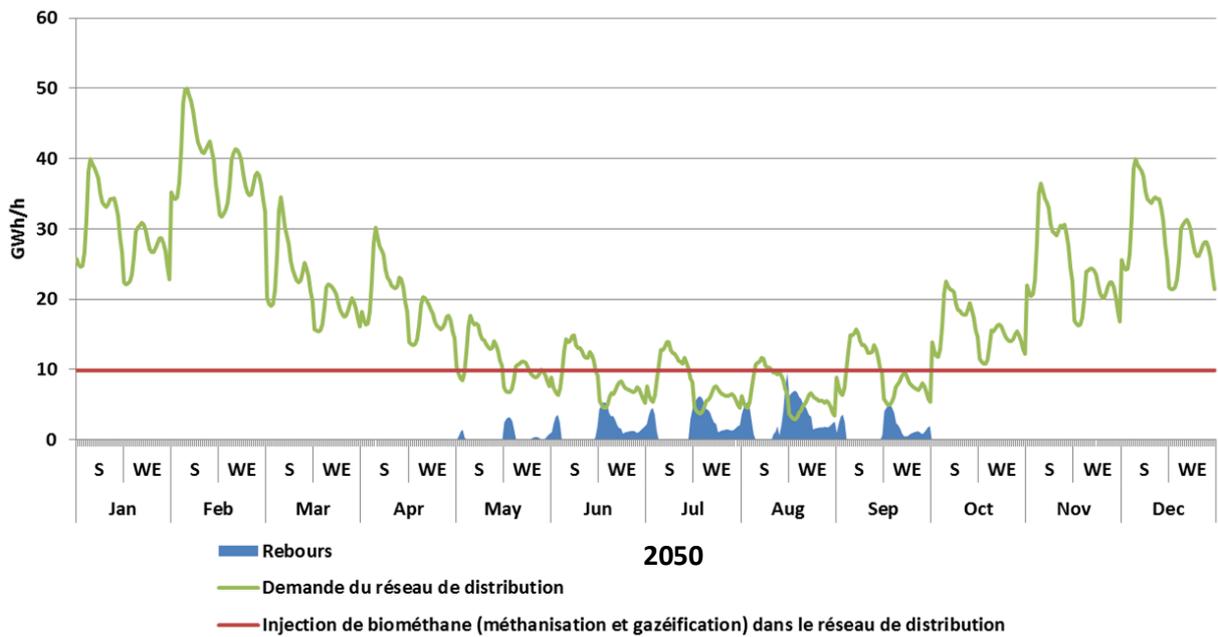
Il existe d'ores et déjà de tels systèmes installés en Allemagne (GRTgaz, 2017a). En France, il existe actuellement deux installations pilotes de rebours en cours d'étude, les mises en service sont prévues fin 2019. 12 systèmes supplémentaires pourraient être installés d'ici 2021. Une étude statistique réalisée par GRTgaz envisage la mise en place de 150 postes d'ici 2030 (GRTgaz, 2017a).

Dans le cadre du projet « West Grid Synergy », deux unités pilotes de rebours vont être expérimentées dans la communauté de communes de Pontivy (56 – Morbihan) et Pouzauges (85 – Vendée). Il s'agit également de définir les conditions technico-économiques pour la réalisation du rebours. Le démarrage de l'expérimentation est prévu fin 2019. La Figure 93 illustre l'utilisation du rebours<sup>79</sup> en 2050 dans le scénario « traj.F4 » qui a lieu de mai à septembre. Il est utilisé sur 153 pas de temps, ce qui est équivalent à 1893h de rebours (d'après le nombre d'heures affecté à chaque pas de temps du modèle). En 2035, la production de biométhane est moindre tandis que la demande est plus forte (Figure 94). Par conséquent, le rebours est uniquement utilisé en juin (week-end), juillet et août (928h équivalentes d'utilisation) et les volumes mis en jeu sont beaucoup plus faibles

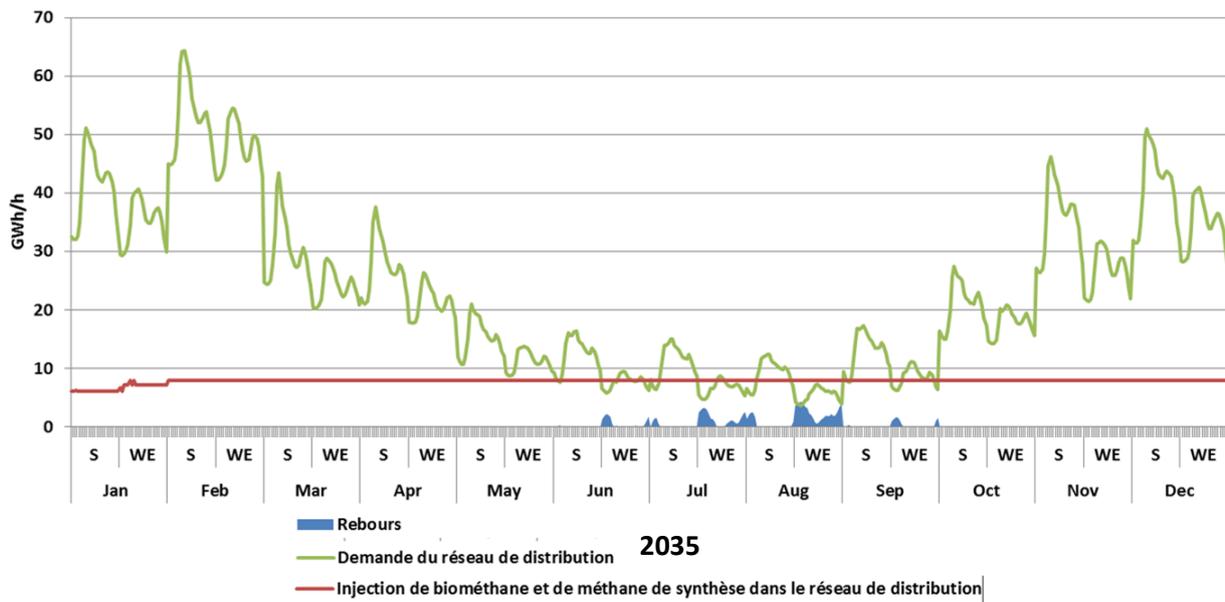
---

<sup>78</sup> Exemple : stockage cryogénique de biométhane actuellement testé en France sur le site de production de Château-Thierry (ENGIE, 2018).

<sup>79</sup> Pour rappel, nous ne représentons pas la topologie des réseaux de transport et de distribution. Cela nous conduit à travailler dans le cas d'un maillage optimal : comme si tous les réseaux de distribution étaient interconnectés.



**FIGURE 93 : REBOURS EN 2050 DANS LE SCENARIO « TRAJ.F4 »**

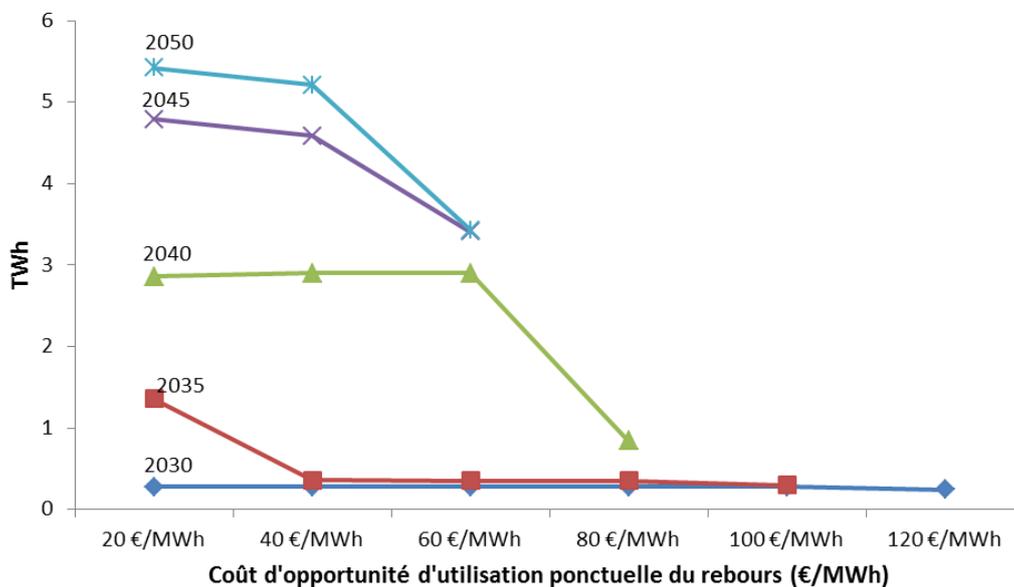


**FIGURE 94 : REBOURS EN 2035 DANS LE SCENARIO « TRAJ.F4 »**

Le rebours ne fonctionne pas en base, donc son opportunité économique n'est pas évidente. Aujourd'hui, même si le rebours n'est utilisé que 10% du temps sur un projet, cela revient à un coût<sup>80</sup> maximal de 40€/MWh (source GRTgaz).

Une façon d'approximer l'enjeu économique d'un rebours uniquement utilisé comme moyen de flexibilité est d'estimer la quantité de rebours pour différentes hypothèses exogènes de coût. Ce coût pourrait être ainsi interprété comme le coût maximal en dessous duquel décider des investissements pour le rebours est opportun.

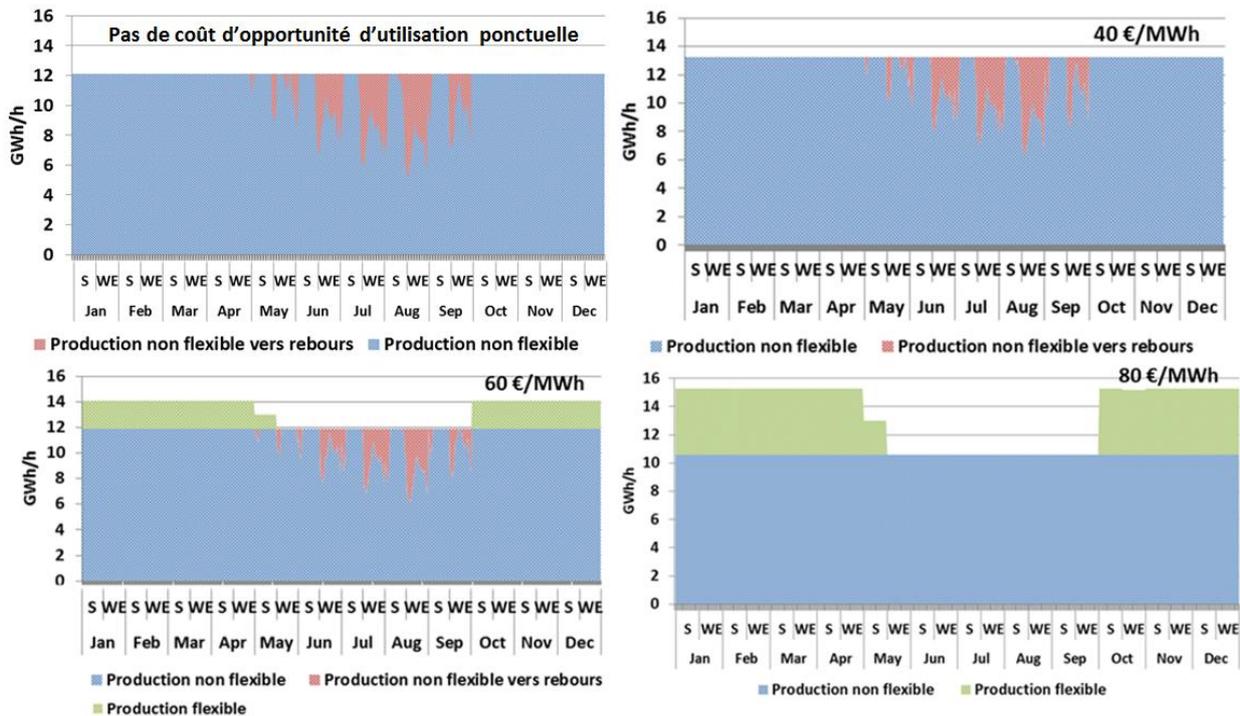
Nous avons donc évalué le volume de biométhane en excès redirigé vers le réseau de transport via plusieurs scénarios de coût d'opportunité d'utilisation ponctuelle du rebours. La Figure 95 montre que le rebours est utilisé en 2030 et 2035 sur l'ensemble de la plage de variation du coût. Lorsque le coût dépasse 80€/MWh, le rebours n'est plus sélectionné après 2035. Après 2035, nous constatons une augmentation significative des quantités de rebours mises en jeu qui atteignent 5.4 TWh en 2050.



**FIGURE 95 : QUANTITE ANNUELLE DE REBOURS EN FONCTION DU COUT D'OPPORTUNITE D'UTILISATION PONCTUELLE**

<sup>80</sup> Un coût de rebours de 4€/MWh est quant à lui considéré dans (ADEME, 2018c).

Lorsque le coût d'opportunité d'utilisation du rebours est inférieur à 40€/MWh, le rebours est utilisé de mai à septembre en 2050 (Figure 96). L'augmentation de ce coût à 60€/MWh entraîne une diminution du volume de rebours compensée par une production de biométhane flexible qui conduit à une augmentation de la production en hiver. Le rebours disparaît à 80€/MWh et la contribution de la flexibilité de la production de biométhane augmente afin d'optimiser l'équilibre offre-demande.



**FIGURE 96 : PRODUCTION DE BIOMETHANE EN 2050 POUR DIFFERENTS COÛTS D'OPPORTUNITE D'UTILISATION PONCTUELLE DU REBOURS**

## 4 Analyse économique des scénarios définis

Les résultats présentés mettent en lumière une diversité de la dynamique et de l'ampleur des investissements à réaliser au sein des systèmes pour satisfaire les demandes finales tout en respectant les objectifs de décarbonation. Dans cette section, nous analysons les coûts engendrés par les différents scénarios envisagés.

Tout d'abord, la comparaison du coût total actualisé (taux d'actualisation de 8%) des scénarios permet de comparer les efforts financiers à consentir sur l'ensemble de l'horizon. Nous rappelons que ce coût comprend les coûts d'investissement, les coûts fixes et les coûts variables. L'importation « virtuelle » de gaz ou d'électricité, utilisée en ultime recours lorsque le modèle ne parvient pas à respecter les contraintes, a été paramétrée à un coût de 500 €/MWh. Pour rappel, ce coût correspond à un consentement à payer maximal ou à la possibilité d'importer du gaz décarboné depuis l'étranger.

La Figure 97 indique les coûts ainsi que les émissions cumulées de CO<sub>2</sub> engendrées par plusieurs stratégies et trajectoires de décarbonation. La variation de ces dernières (scénario « traj.F4.TARD » et « traj.F4.ANT ») entraîne une amplitude des coûts de 212 milliards d'euros, notamment en raison des coûts d'importation virtuelle qui représentent 28% du coût global dans le scénario « traj.F4.ANT ».

A émissions cumulées équivalentes, nous mettons en évidence la réduction du coût global de 59 milliards d'euros dans le scénario « BUDGET.F4 » par rapport au scénario « traj.F4 » en raison de l'optimisation de la trajectoire de décarbonation réalisée par le modèle.

La mise en place de la taxe carbone entraîne quant à elle un coût global proche du scénario « traj.F4 », mais les émissions de CO<sub>2</sub> cumulées sont plus élevées de 25%. Dans ce scénario, la taxe destinée à l'Etat représente 12% du coût global.

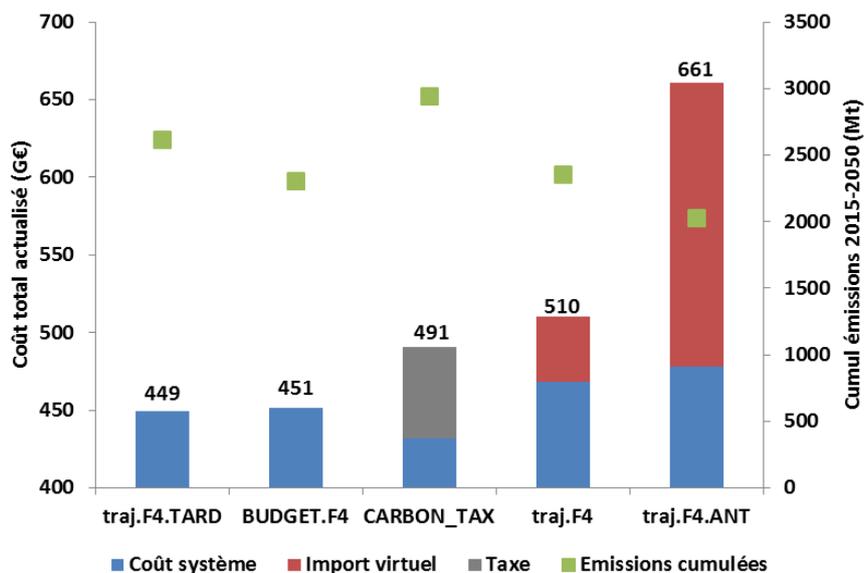


FIGURE 97 : COÛTS TOTAUX ACTUALISÉS EN FONCTION DE LA STRATÉGIE DE DECARBONATION

## 4.1 Analyse des coûts par système et par filière

Dans cette section, nous proposons une investigation des coûts plus détaillée via une analyse par secteur et par filière. La Figure 98 indique la somme des coûts d'investissement, des coûts fixes et des coûts variables pour chaque filière des systèmes gaz et électrique dans les scénarios « traj.F4 » et « BUDGET.F4 ». Les coûts du système électrique sont croissants dans le scénario « BUDGET.F4 » alors que le maximum des dépenses est atteint en 2035 dans le scénario « traj.F4 » en raison de la contrainte de trajectoire à respecter. A noter que dans la représentation ci-dessous, les investissements potentiellement réalisés pour produire de l'électricité utilisée pour le PtG sont portés par le système électrique. Les coûts « PtG » portés par le système gaz désignent les coûts des électrolyseurs, des méthaneurs et des systèmes d'injection d'hydrogène/gaz de synthèse.

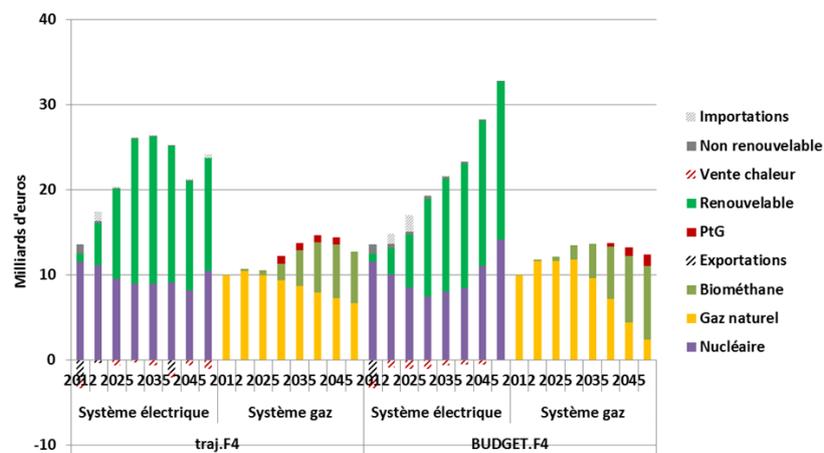


FIGURE 98 : COÛTS PAR SYSTEME ET PAR FILIERE DANS LES SCENARIOS « TRAJ.F4 » ET « BUDGET.F4 »

La Figure 99 compare à présent les coûts des scénarios « traj.F4 » et « CARBON\_TAX ». Nous remarquons notamment que les investissements dans le système électrique sont moindres car le PtG n'est pas utilisé dans le scénario « CARBON\_TAX ».

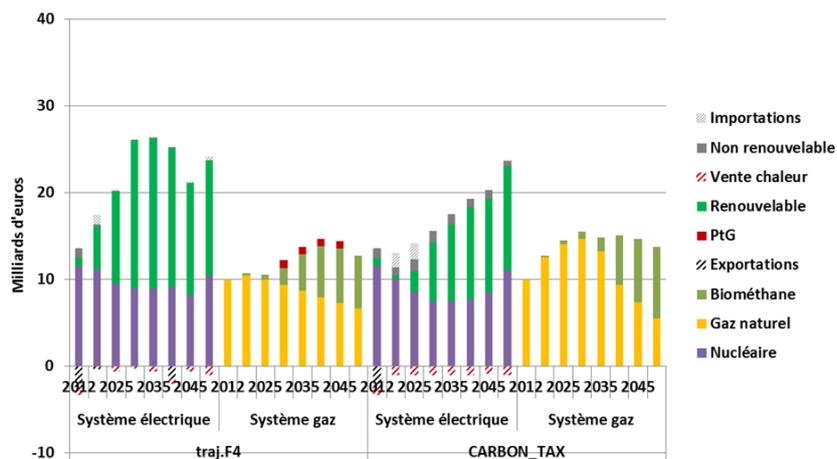


FIGURE 99 : COÛTS PAR SYSTEME ET PAR FILIERE DANS LES SCENARIOS « TRAJ.F4 » ET « CARBON\_TAX »

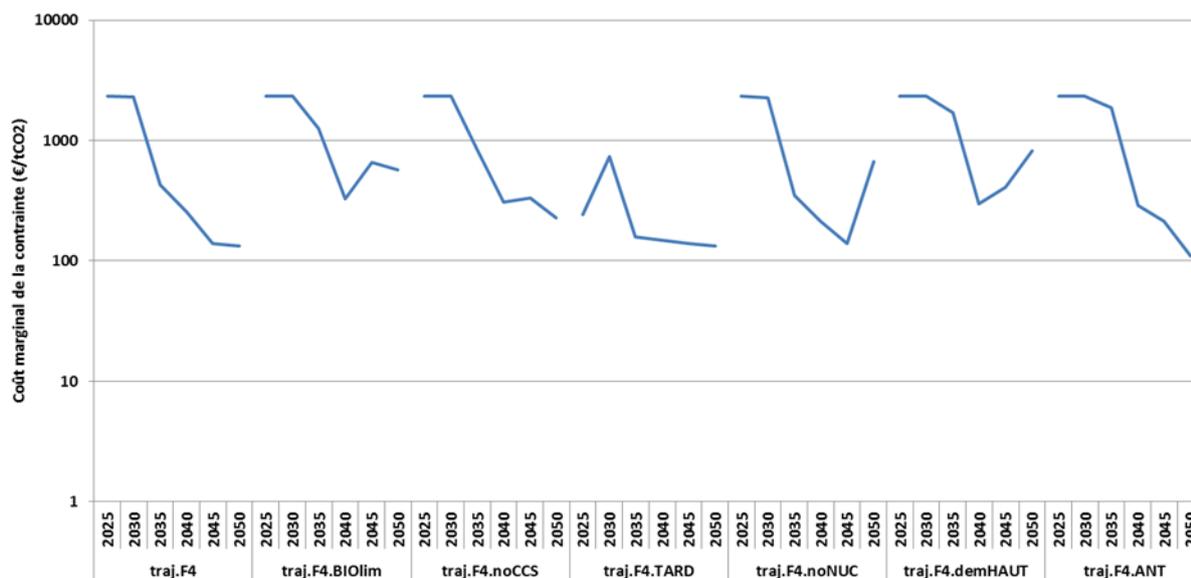
## 4.2 Influence des scénarios sur le coût marginal de la contrainte CO<sub>2</sub>

L'optimisation conjointe des systèmes gaz et électrique sous la forme d'un programme linéaire permet d'avoir accès à la valeur duale de l'ensemble des contraintes imposées au système. Dans le cas de la contrainte CO<sub>2</sub>, cette valeur duale permet d'évaluer la « tension » dans lequel se trouve le système à une période donnée. Autrement dit, elle exprime l'augmentation du coût global actualisé lorsque l'on augmente la contrainte d'émissions de CO<sub>2</sub> d'une unité, toutes choses égales par ailleurs : dans la suite, on l'appelle « coût marginal de la contrainte CO<sub>2</sub> ». Ce coût<sup>81</sup> marginal est exprimé en €/tCO<sub>2</sub> sur la Figure 100.

Dans le cas du scénario « traj.F4 », le système est toujours très contraint en 2025/2030 car il doit satisfaire la contrainte carbone ce qui génère une tension côté système gaz vis-à-vis des contraintes de rythme sur le biométhane et également une contrainte sur le système électrique qui doit réduire la part du nucléaire à 50% en 2030. Le coût marginal de la contrainte diminue progressivement passée cette date malgré la trajectoire de diminution des émissions. Cela résulte d'un effet combiné d'une diminution progressive des demandes d'électricité et de gaz qui réduisent mécaniquement les émissions, et également de la disponibilité croissante des possibilités de décarbonation.

Dans les variantes où on introduit une contrainte sur les technologies (« traj.F4.BIOlim », « traj.F4.demHAUT », « traj.F4.noNUC »), le coût marginal augmente de nouveau en fin d'horizon.

A noter que le coût marginal en fin d'horizon est toujours supérieur à 100€/t quel que soit le scénario.



**FIGURE 100 : COUT MARGINAL DE LA CONTRAINTTE DE TRAJECTOIRE D'EMISSIONS DE CO<sub>2</sub> DANS LE CAS D'UNE DEMANDE INELASTIQUE**

<sup>81</sup> Ce coût est différent du coût du CO<sub>2</sub> au sens d'une taxe carbone.

### 4.3 Influence de la prise en compte de l'élasticité de la demande

Selon la théorie économique, les niveaux de saturation observés sur la Figure 100 pourraient conduire à un mécanisme d'ajustement de la demande sur le long terme dû à une modification des comportements, à des investissements en matière d'efficacité énergétique et/ou à des substitutions technologiques. Dans ce chapitre, nous abordons cette question avec le paramétrage d'élasticités prix-demande compte tenu des évolutions possibles des coûts marginaux de satisfaction des demandes finales de gaz/électricité et de leurs impacts sur les niveaux de consommation.

L'évolution de ces coûts marginaux et l'ajustement résultant des demandes sont calculés sur chaque période et pour chaque pas de temps par rapport à un cas de référence, ici le scénario BAU. Les coefficients pour l'électricité sont issus d'une étude d'élasticité-prix long terme pour la France (Bourbonnais & Keppler, 2013). Lorsque le coefficient est égal à -1, cela signifie qu'une augmentation du coût marginal de la commodité de 1% entraîne une diminution de la consommation de cette même commodité de 1%. Les élasticités prix-demande sont également bornées par un écart maximal. Cet écart correspond à la différence entre les variantes<sup>82</sup> basses définies par les opérateurs de réseau et les demandes de la configuration pivot (Figure 101).

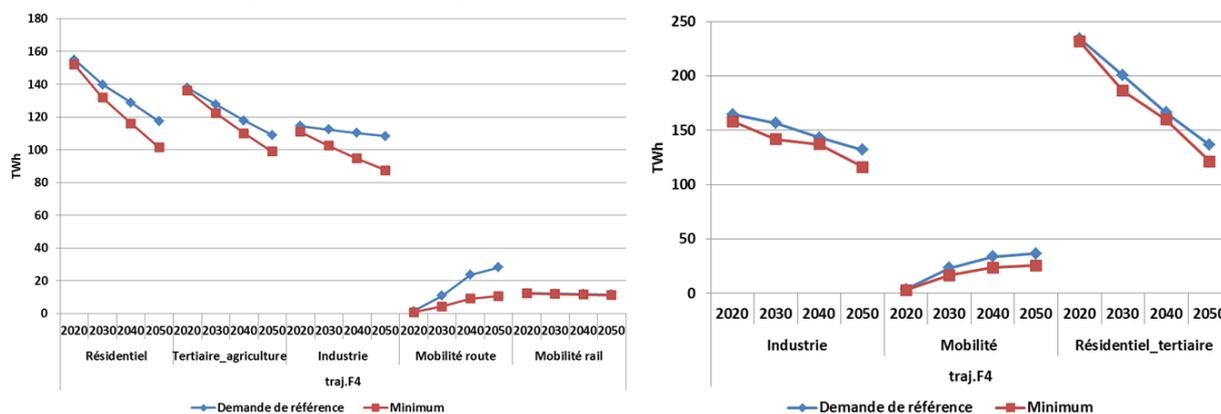


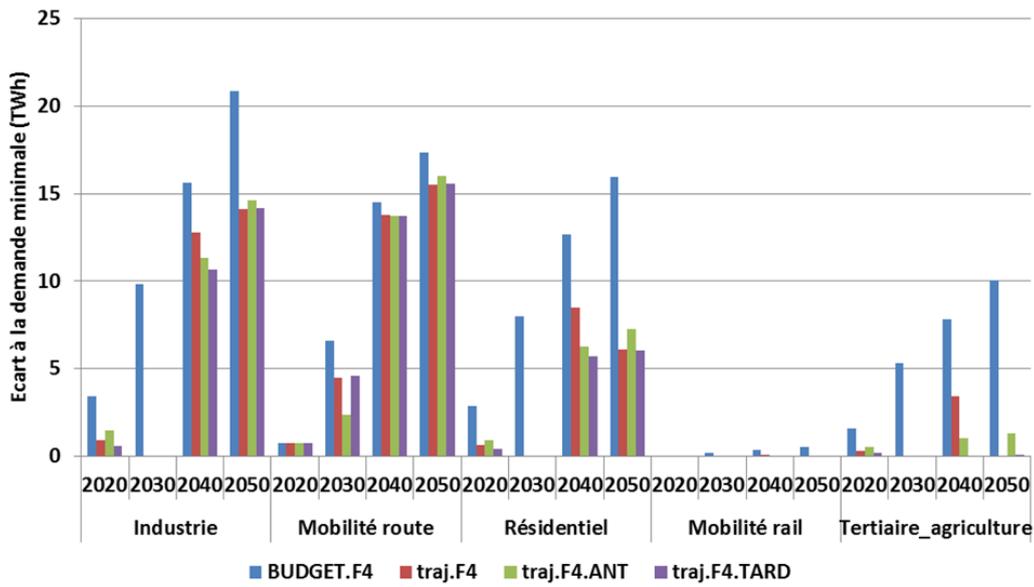
FIGURE 101 : ECART DE DEMANDE MAXIMAL PAR SYSTEME ET PAR SECTEURS DANS LES SCENARIOS AVEC ELASTICITE DE LA DEMANDE

	Système électrique					Système gaz		
	Résidentiel	Tertiaire	Industrie	Mobilité	Ferroviaire	Industrie	Mobilité	Résidentiel Tertiaire
Elasticité	-1	-1.3	-0.5	-0.5	-0.5	-0.5	-0.5	-1

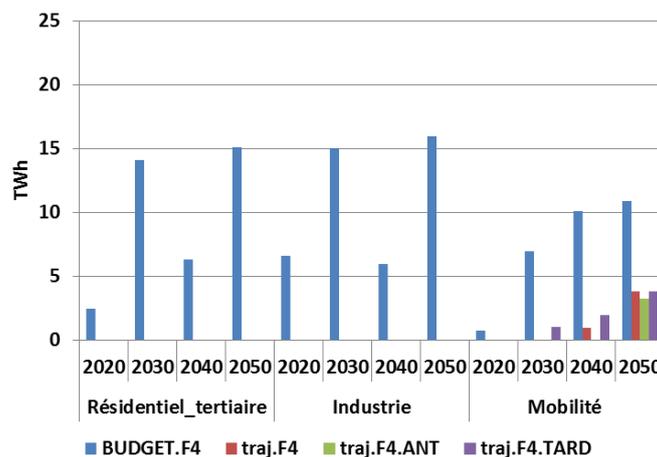
TABLEAU 20 : PARAMETRAGE DE L'ELASTICITE DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE ET DE GAZ

<sup>82</sup> « Scénario C » pour le gaz (GRTgaz et al., 2017), scénario « Trajectoire basse » pour l'électricité (RTE, 2017a).

Les figures 102 et 103 permettent de visualiser l'écart à la demande minimale pour les secteurs des systèmes gaz et électrique suite à l'introduction d'élasticités prix-demande. La diminution de la demande de gaz à son niveau minimal est systématique au sein du système gaz pour les scénarios considérés, sauf pour la mobilité en fin de période. La diminution de la demande est également visible en 2020 et 2030 au sein du système électrique. Ce phénomène est ensuite atténué pour les périodes suivantes. Le scénario « BUDGET.F4 » se distingue des autres scénarios par ajustement de la demande plus modéré.

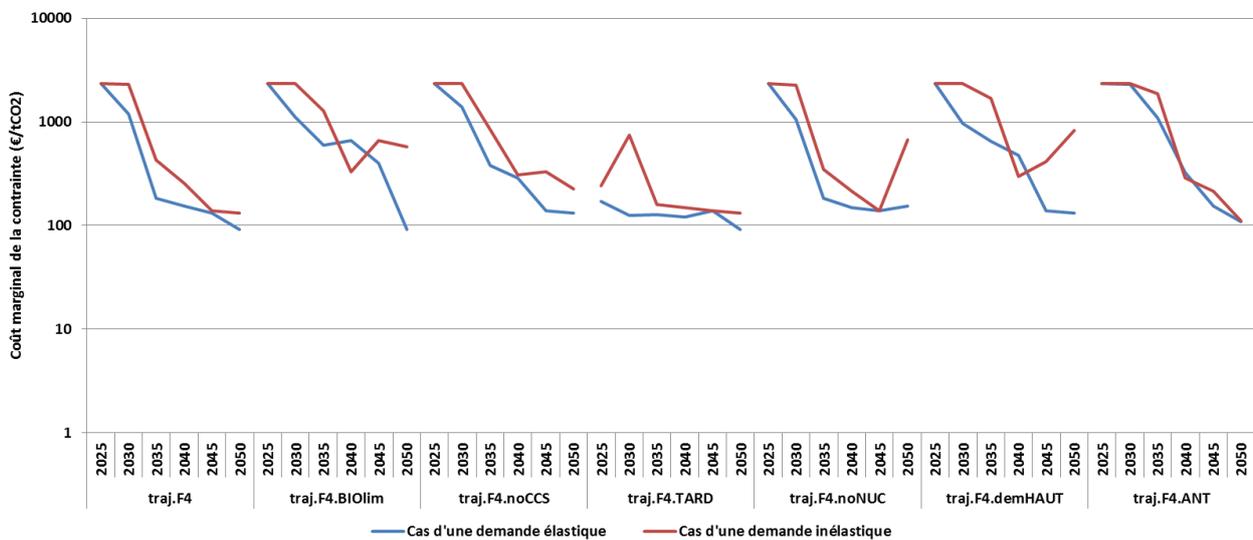


**FIGURE 102 : ECART A LA DEMANDE MINIMALE POUR LES SECTEURS DU SYSTEME ELECTRIQUE SUITE A L'INTRODUCTION D'ELASTICITES PRIX-DEMANDE**



**FIGURE 103 : ECART A LA DEMANDE MINIMALE POUR LES SECTEURS DU SYSTEME GAZ SUITE A L'INTRODUCTION D'ELASTICITES PRIX-DEMANDE**

La Figure 104 permet d'évaluer l'évolution du coût marginal de la contrainte CO<sub>2</sub> suite à l'introduction d'une demande élastique. Dans tous les scénarios, nous n'observons pas de différences entre les deux configurations en 2025 car la diminution de la demande ne permet pas de sortir du domaine surcontraint. La réduction des demandes facilite ensuite notablement le respect de la trajectoire de décarbonation. Le respect de la trajectoire facteur 4 dans les cas où il existe des contraintes de déploiement des technologies est également facilité par la baisse de la demande. En particulier, pour les scénarios « traj.F4.BIOlim » (disponibilité de la biomasse limitée) et « traj.F4.noNUC » (sortie du nucléaire en 2050), le coût marginal en 2050 est respectivement six et quatre fois plus faible que dans le cas d'une demande inélastique. Dans le cas du scénario «traj.F4.ANT » (trajectoire de décarbonation « facteur 4 » anticipée à l'horizon 2040), l'élasticité n'est pas suffisante pour générer une modification notable du coût marginal de la contrainte CO<sub>2</sub>.



**FIGURE 104 : COUT MARGINAL DE LA CONTRAINTES D'EMISSIONS DE CO<sub>2</sub> DANS LE CAS D'UNE DEMANDE INELASTIQUE**

## 5 Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons procédé à une analyse quantitative du positionnement sur le long terme des systèmes d'offre pour satisfaire les demandes finales de gaz et d'électricité françaises à horizon 2050, ceci en établissant des trajectoires de transition optimales et avec pour contrainte de respecter des niveaux d'émissions de CO<sub>2</sub> fixés dans chaque scénario. Pour ce faire, nous avons réalisé l'outil de modélisation « TIMES-FR-GAZEL » et 23 scénarios ont été définis. Ils intègrent des jeux d'hypothèses distincts concernant les systèmes techniques, les stratégies de décarbonation et le contexte socio-économique.

Dans la section 3 de ce chapitre, nous avons exposé le positionnement des systèmes à travers ces scénarios par une analyse croisée pluriannuelle des mix gaz-électricité.

Dans le cadre d'un objectif de décarbonation « trajectoire facteur 4 », l'établissement des trajectoires optimales face à des hypothèses contrastées sur la disponibilité des technologies a tout d'abord fait ressortir les faits saillants suivants :

- Nous avons mis en évidence l'importance des hypothèses concernant les gisements techniques et les rythmes de déploiement des filières, notamment le biométhane et le CCS (scénarios « traj.F4.GT », « traj.F4.BIOADEME », « traj.F4.BIOlim »). L'intérêt de la modélisation est alors de discuter de l'articulation des contraintes, et ainsi de dépasser les postures « pro » ou « anti ».
- L'injection directe d'hydrogène contribue peu à la décarbonation du système en raison de la contrainte d'injection en volume (5%), mais l'hydrogène joue toutefois un rôle important à travers la production de méthane de synthèse.
- Dans le cadre de cet exercice, le modèle ne génère pas d'excédents d'électricité chroniques tout au long de la trajectoire. Le Power-to-Gas<sup>83</sup> reste alors avant tout un moyen de décarboner le système gaz. Le système électrique est alors fortement sollicité afin d'alimenter les électrolyseurs.

Ensuite, nous avons confronté le comportement des systèmes à plusieurs stratégies de décarbonation :

- Lorsque l'on impose un budget carbone sans contrainte de trajectoire (« BUDGET.F4 ») les efforts de décarbonation sont consentis en fin d'horizon car les filières de décarbonation ont vu leur potentiel augmenter. De plus, la minimisation du coût global actualisé du système incite à retarder les investissements. Ce résultat est à considérer au regard du taux d'actualisation de 8% pris comme hypothèse.
- Une taxe pour l'ensemble du système indexée sur la valeur tutélaire du carbone (« CARBON\_TAX ») a un effet similaire au scénario (« BUDGET.F4 ») sur la temporalité des investissements. En revanche, les émissions de CO<sub>2</sub> cumulées sont plus élevées de 25%.
- Anticiper l'atteinte de l'objectif « facteur 4 » à l'horizon 2040 (scénario « F4.trajANT ») contraint fortement le système : la contrainte ne peut être satisfaite en début d'horizon. Ensuite, la production considérable de méthane de synthèse à partir de 2035 génère des investissements conséquents au sein du système électrique.
- Dans le scénario « F4.trajTARD », le développement du biométhane issu de la méthanisation est retardé mais est d'une ampleur similaire au scénario « F4.traj » à l'horizon 2040. Cela implique une forte mobilisation des acteurs pour générer un tel démarrage de la filière.

---

<sup>83</sup> Certaines externalités comme le choix de la localisation du PtG et son effet sur l'optimisation de l'utilisation des réseaux gaz et d'électricité ne sont pas considérés.

Dans la section 4, nous avons analysé les enjeux relatifs aux équilibres offre-demande induits par les nouvelles filières.

Nous avons tout d'abord démontré l'intérêt du modèle développé qui permet de définir une planification optimale des investissements tout en assurant une cohérence des dynamiques d'équilibre offre-demande à des échelles de temps fines. En particulier, nous avons mis en évidence le rôle du stockage de gaz permettant de maximiser le facteur de charge des installations de production de gaz décarboné. Le stockage intra-journalier d'hydrogène permet quant à lui d'optimiser la production de méthane de synthèse par du Power-to-Gas vis-à-vis de la courbe de charge électrique.

Ensuite, nous avons analysé le rôle induit des infrastructures gazières pour la gestion de la production de biométhane avec une quantification des arbitrages réalisés entre utilisation du rebours et modulation de la production.

Dans la section 5, nous avons complété les évaluations techniques par des analyses d'ordre économique, et notamment discuté de l'effet d'une diminution des consommations en introduisant des élasticités prix-demande pour le scénario « traj.F4 » et ses variantes.

**Des points évoqués ci-dessus, nous retenons principalement que les réflexions sur les trajectoires d'investissement doivent s'intégrer pleinement dans la stratégie de décarbonation adoptée, afin d'éviter un besoin soudain d'installations de nouvelles capacités de production : définir des trajectoires jusqu'en 2050 est donc essentiel pour s'assurer de l'atteinte de l'objectif tout en respectant des rythmes d'installation raisonnables.**

**Par ailleurs, une compréhension plus fine des options de flexibilité à l'échelle des demandes constitue un élément clé pour l'étude du positionnement à long terme des vecteurs énergétiques. C'est l'objet du chapitre suivant dont l'objectif est d'apporter de premiers éléments de réflexion sur le positionnement conjoint des systèmes d'offre et des technologies de demande, via la prise en compte des transferts d'usage et des investissements en matière d'efficacité énergétique pour satisfaire les besoins de services énergétiques.**

# Chapitre 4 : Construction d'un modèle du système énergétique français piloté par des demandes de services intra-journalières

<b>1</b>	<b>INTRODUCTION</b>	<b>142</b>
<b>2</b>	<b>CHOIX DE MODELISATION POUR LA FOURNITURE D'ENERGIE AUX SECTEURS DE DEMANDE</b>	<b>144</b>
2.1	PRODUCTION ET TRANSPORT DE L'HYDROGENE-ENERGIE	144
2.2	ACHEMINEMENT POUR LES AUTRES VECTEURS	147
<b>3</b>	<b>CHOIX DE MODELISATION : SYSTEMES DE DEMANDE ET SERVICES ENERGETIQUES</b>	<b>149</b>
3.1	SECTEURS RESIDENTIEL ET TERTIAIRE	149
3.2	SECTEUR DES TRANSPORTS	157
<b>4</b>	<b>PREMIERES SIMULATIONS</b>	<b>161</b>
4.1	HYPOTHESES DE DEMANDE	161
4.2	POSITIONNEMENTS DES VECTEURS ENERGETIQUES DANS LE CAS D'UNE CONTRAINTE « FACTEUR 4 »	165
4.3	INTRODUCTION DE DEUX VARIANTES	172
4.4	INTEGRATION DE POSSIBILITES DE SUBSTITUTIONS TECHNOLOGIQUES DANS L'INDUSTRIE	179
<b>5</b>	<b>CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES</b>	<b>182</b>

# 1 Introduction

Dans le chapitre 3, nous avons évalué le positionnement des systèmes d'offre sur le long terme pour répondre à des demandes finales de gaz et d'électricité. Dans le cadre de ce travail, nous avons notamment introduit la possibilité d'une modification de la demande via l'élasticité pour respecter les contraintes définies dans les scénarios. Cette approche constitue un premier niveau de prise en compte de la flexibilité des systèmes de demande. Cependant, elle ne permet pas de mettre en évidence d'éventuelles substitutions technologiques sous-jacentes.

Dans quels contextes les vecteurs énergétiques (électricité, gaz, hydrogène, chaleur) pourraient-ils être utilisés pour satisfaire les demandes de chaleur, de mobilité ? Quelles seraient les conséquences sur le positionnement des systèmes d'offre (mix gaz, mix électrique, ...) ?

Afin de fournir des éléments de réponse à ces problématiques, le modèle « TIMES-FR-FLEXOPT » a été réalisé. Il s'agit d'une extension du modèle « TIMES-FR-GAZEL » décrit dans le chapitre 3, autorisant désormais la possibilité de transferts d'usages pour les secteurs résidentiel et tertiaire ainsi que pour le secteur des transports.

Certaines demandes sont donc cette fois-ci exprimées en énergie utile ou « service énergétique » (Figure 106). Les usages avec leurs rendements de conversion énergie utile / énergie finale sont désormais intégrés pour les secteurs du résidentiel/tertiaire et des transports. En revanche, nous ne représentons pas les demandes d'énergie utile dans les secteurs de l'industrie et de l'agriculture principalement par manque de temps pour en faire une modélisation suffisamment précise : les demandes sont donc exprimées en énergie finale.

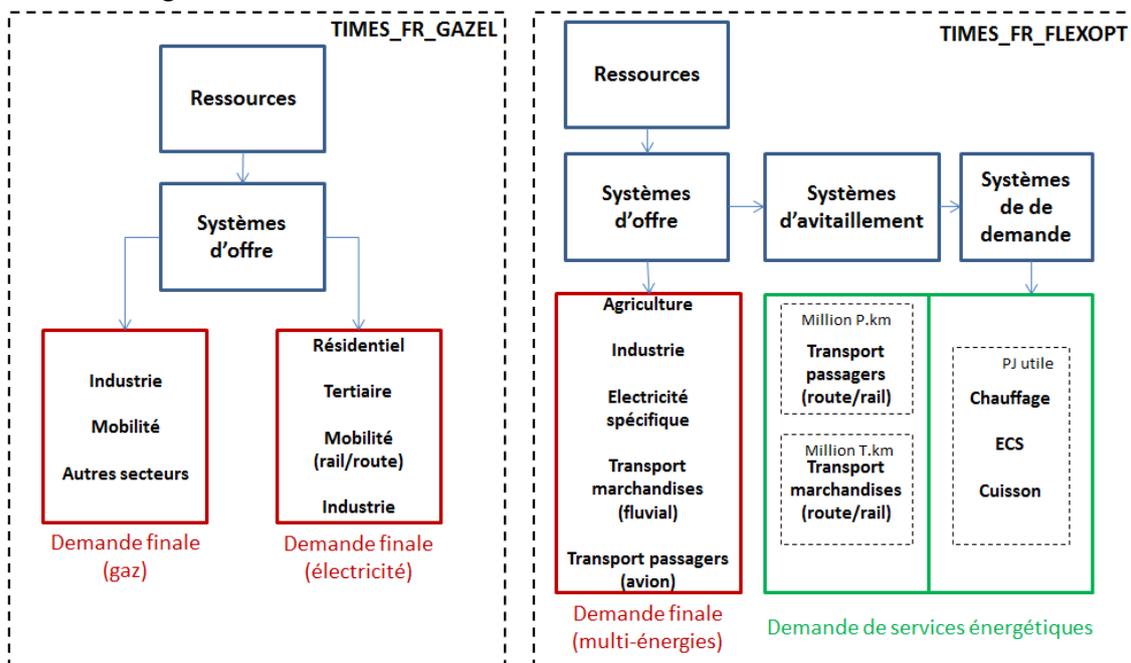


FIGURE 106 : DEMANDES FINALES ET/OU DE SERVICES ENERGETIQUES AUXQUELLES REPONDENT LES MODELES TIMES-FR-GAZEL ET TIMES-FR-FLEXOPT

Le modèle « TIMES-FR-FLEXOPT » conserve dans ce chapitre le même horizon d'optimisation (2050) et le même nombre de pas de temps (576 « timeslices ») que le modèle « TIMES-FR-GAZEL ».

Les demandes de mobilité par mode sont exogènes. Les transports routiers et ferroviaires de passagers sont exprimés en Passagers-kilomètre (Pkm). Le transport de passagers par avion est quant à lui exprimé en énergie finale. Le transport routier et ferroviaire de marchandises est exprimé en millions de Tonnes-kilomètres (MTkm), en unité énergétique (PJ) pour le mode fluvial.

Les demandes de chauffage, d'Eau Chaude Sanitaire (ECS) et d'énergie pour la cuisson sont exprimées en énergie utile (PJ).

Les choix de modélisation effectués pour la fourniture d'énergie et les systèmes de demande sont respectivement explicités dans la seconde et troisième partie de ce chapitre.

Dans la quatrième partie, nous présentons les hypothèses de demande et les résultats initiaux obtenus pour un scénario « BAU » et un scénario « facteur 4 ».

## 2 Choix de modélisation pour la fourniture d'énergie aux secteurs de demande

Les contraintes liées à l'avitaillement de certaines ressources (biomasse) ou certains vecteurs (hydrogène) sont susceptibles d'avoir un impact non-négligeable pour le choix des chemins technologiques optimaux. Dans cette section, nous décrivons les choix de modélisation effectués pour prendre en compte ces contraintes.

### 2.1 Production et transport de l'hydrogène-énergie

#### 2.1.1 Usages de l'hydrogène : éléments de contexte

Le dihydrogène est actuellement largement utilisé dans l'industrie : les secteurs du raffinage du pétrole, de la production d'ammoniac, d'engrais et dans une moindre mesure de la chimie de base et de la métallurgie portent aujourd'hui la production mondiale à 60 millions de tonnes. 95% de l'hydrogène est actuellement produit à partir de sources d'énergie fossiles (gaz naturel, pétrole, charbon) (AFHYPAC, 2016).

L'utilisation de l'hydrogène est notamment envisagée pour la mobilité. Fin 2017, 6500 véhicules à pile à combustible étaient en circulation dans le monde dont 53% aux Etats-Unis (majoritairement en Californie), 38% au Japon et 9% en Europe (INSIDEEVs, 2018). En France, des flottes captives de véhicules électriques avec prolongateurs d'autonomie via piles à combustibles ont été mises en circulation afin de lancer la filière dans le cadre du projet Hyway (TENERRDIS, 2018b).

Par ailleurs, on envisage également son utilisation dans les secteurs résidentiel et tertiaire. Des piles à combustible sont alimentées en méthane et produisent de l'hydrogène nécessaire à la production d'électricité au moyen d'un mécanisme interne (reformage).

Dans l'optique d'un élargissement des usages de l'hydrogène aux secteurs du résidentiel/tertiaire et de la mobilité, une production décarbonée d'hydrogène ainsi que le transport/stockage à grande échelle constituent actuellement des défis importants pour la filière. Dans les sections suivantes, nous décrivons les choix de modélisation effectués pour les étapes de production et le transport de l'hydrogène.

### 2.1.2 Transport et production d'hydrogène

Plusieurs stratégies sont actuellement envisagées pour le transport de l'hydrogène :

- La construction d'un réseau<sup>84</sup> national uniquement dédié au transport d'hydrogène constituerait à l'heure actuelle un coût important pour le développement de la filière.
- La réutilisation d'infrastructures gazières existantes représente une option alternative. Mais elle demande des adaptations techniques importantes voire des remplacements. Elle constitue l'objectif du projet « H21 » à Leeds. La municipalité souhaite adapter son réseau actuel de distribution de méthane pour alimenter la ville en hydrogène (H21, 2016). Par ailleurs, GRTgaz a lancé la plate-forme européenne FenHyx afin de tester les mix hydrogène/méthane admissibles dans le système gazier et de tester des taux d'injection allant jusqu'à 100%.
- Une distribution par camions avec un stockage sous forme de gaz à 500 bars est actuellement la méthode la plus économique pour des distances dépassant 10-20 km (MEDDE, 2015a). A partir de 250-300 km, une distribution sous forme liquide devient plus compétitive (MEDDE, 2015a).
- Dans le cas des stations-services, une production d'hydrogène in-situ peut également être envisagée (HYDROGENICS, 2013).

Ces éléments ont donc motivé la prise en compte de stratégies de production et de transport centralisées et décentralisées dans notre modélisation :

- Dans le cas d'une production et d'un transport centralisés, nous avons considéré la possibilité de construire un réseau<sup>85</sup> dédié (Tableau 21) ou d'effectuer un transport de l'hydrogène par poids lourds sur des distances de 200 km. Dans ce cas, des investissements spécifiques doivent être réalisés par le modèle pour satisfaire la demande<sup>86</sup> de transport d'hydrogène (Figure 107).
- Dans le cas d'une production et d'un transport décentralisés, le transport s'effectue par poids lourds sur une distance de 25 km.

	<b>Investissement (€/MWh/an)</b>	<b>Coûts fixes (€/MWh/an)</b>	<b>Coûts variables (€/MWh)</b>
<b>Transport par réseau</b>	109	6	1
<b>Avitaillement pour les transports</b>	114	10	0.4

**TABLEAU 21: HYPOTHESES DE COUT POUR LE TRANSPORT D'HYDROGENE**  
(Sgobbi et al., 2015)

<sup>84</sup> Actuellement, les réseaux européens d'hydrogène destinés à l'industrie ont une longueur totale de 1600 km dont plus de 1300 km sont exploités par Air Liquide, principalement dans le nord de la France, les Pays Bas et la Belgique.

<sup>85</sup> Nous considérons une durée de vie de 50 ans.

<sup>86</sup> Le PCI de l'hydrogène (PJ/T) associée aux 200 Tkm considérés nous permettent de déterminer un « besoin » de transport en Tkm/PJ.

Nous avons donc introduit la possibilité de produire de l'hydrogène d'une part de façon centralisée, et d'autre part décentralisée avec deux procédés d'électrolyse distincts (Figure 107).

Par ailleurs, nous avons intégré des procédés de reformage et de gazéification de la biomasse, avec pour chacun d'entre eux la possibilité d'effectuer une capture et séquestration du CO<sub>2</sub> émis :

- Le vaporeformage est la technique de production d'hydrogène la plus répandue dans l'industrie et la moins coûteuse. Elle s'obtient en fractionnant la molécule de méthane avec de la vapeur d'eau. Les émissions du procédé sont relativement élevées (10kg de CO<sub>2</sub> rejeté par kg d'hydrogène produit (ADEME, 2016b)), c'est la raison pour laquelle une association avec des systèmes de capture du CO<sub>2</sub> est envisagée (Bolat & Thiel, 2014).
- Lorsque l'hydrogène est issu de la gazéification de la biomasse, il est directement extrait du syngas produit et il n'y a par conséquent pas d'étape ultérieure de méthanation (voir production de biométhane par gazéification dans le chapitre 1).

Les caractéristiques technico-économiques des procédés sont issues de (Sgobbi et al., 2015).

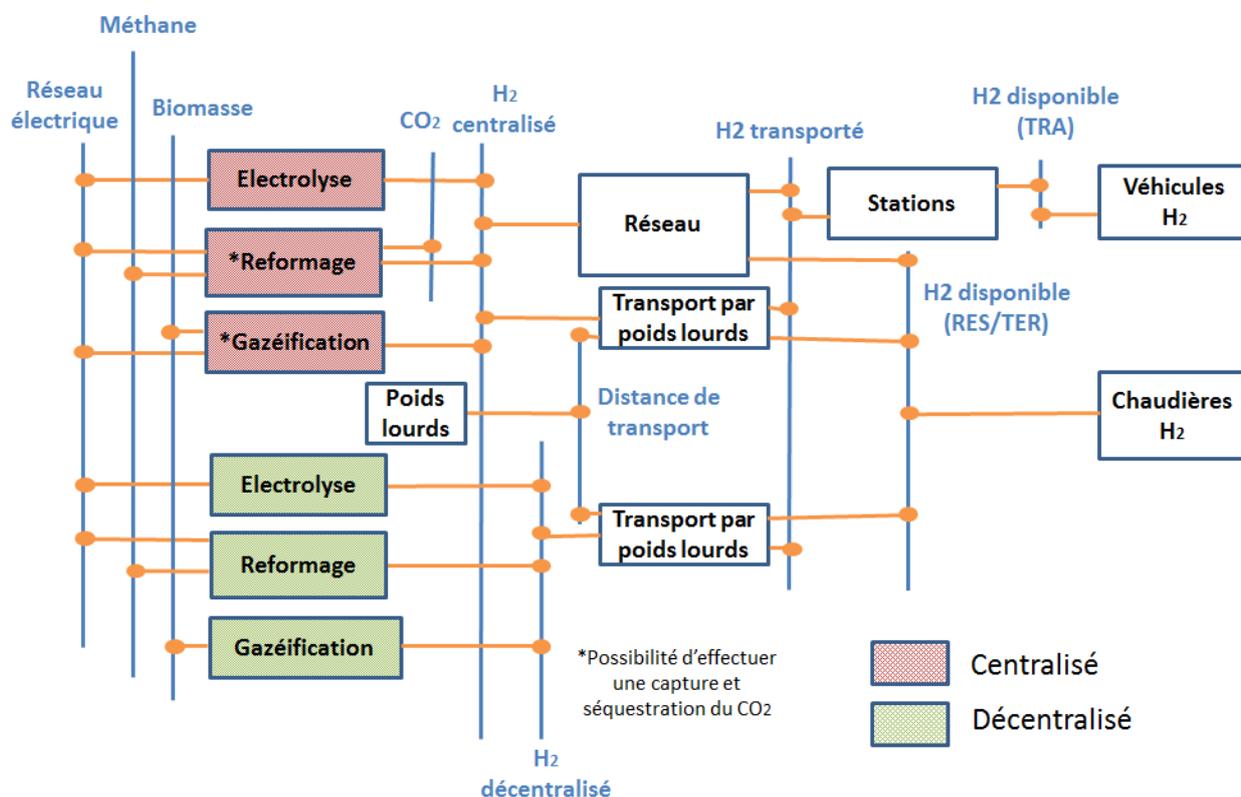


FIGURE 107 : PRODUCTION ET TRANSPORT DE L'HYDROGENE DANS LE MODELE TIMES-FR-FLEXOPT

## 2.2 Acheminement pour les autres vecteurs

### 2.2.1 Transport du bois pour le résidentiel/tertiaire

En France, le transport du bois est très majoritairement<sup>87</sup> assuré par la route (99%) et les approvisionnements courants les plus lointains sont de l'ordre de 150 km (ADEME, 2016a). En première approximation, nous modélisons donc uniquement le transport par poids-lourds dans notre modélisation. Nous considérons l'hypothèse d'une distance de transport de 100 km. A l'instar du cas du de l'hydrogène, cette distance de transport nécessite des investissements dans les procédés « poids lourds » par le modèle (Figure 108).

Par ailleurs, nous considérons un coût de livraison de la biomasse de 4 €/MWh (CODA Stratégies, 2014).

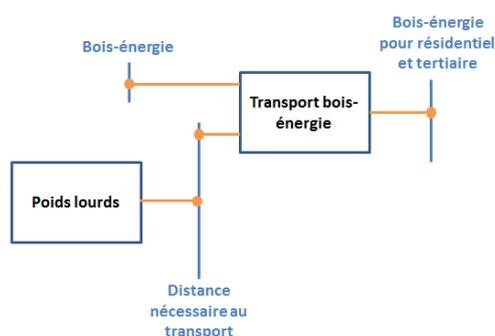


FIGURE 108 : MODELISATION DU TRANSPORT DU BOIS-ENERGIE DANS LE MODELE TIMES-FR-FLEXOPT

### 2.2.2 Fourniture du gaz pour la mobilité

Il existe actuellement 88 stations installées en France permettant d'alimenter des véhicules gaz, ainsi que 68 stations en projet (Gaz Mobilité, 2018). Le coût d'une installation unitaire de distribution de gaz carburant comprend la mise en place de la station de remplissage ainsi que le coût du raccordement au réseau. Nous avons estimé un coût d'investissement d'après des données fournies par GRTgaz (Tableau 22). Ces données de coût ont été intégrées dans le modèle (Figure 109) pour prendre en compte les développements nécessaires des infrastructures d'avitaillement des véhicules gaz.

A noter que l'on ne considère pas de coût de développement des réseaux de transport et de distribution de gaz car la consommation est globalement en baisse.

Capacité journalière	400
Coût (transport/distribution + station) (€)	300 000
Consommation/véhicule/an (MWh)	10
Consommation globale (MWh/an)	4000
<b>Coût (€/MWh/an)</b>	<b>75</b>
Durée de vie	15

TABLEAU 22 : CALCUL DU COUT D'AVITAILLEMENT DES VEHICULES GAZ

<sup>87</sup> Il existe des possibilités futures pour un transport ferré, maritime ou fluvial. L'identification des coûts, des atouts et des contraintes techniques liées à chaque mode de transport a été réalisée dans (ADEME, 2016a).

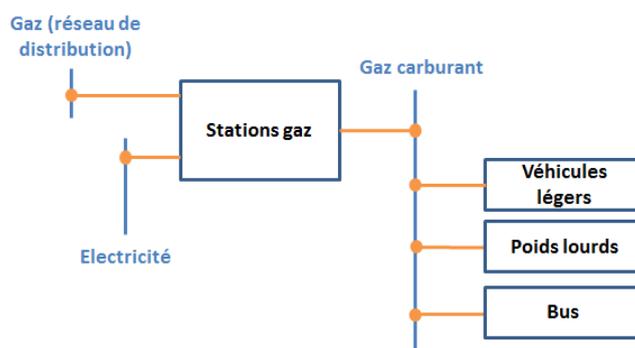


FIGURE 109 : AVITAILLEMENT DU GAZ POUR LA MOBILITE DANS LE MODELE TIMES-FR-FLEXOPT

### 2.2.3 Fourniture de l'électricité pour la mobilité

Nous prenons en compte les coûts directs de déploiement de la filière, c'est-à-dire l'installation des bornes de recharge. D'après (CGDD, 2017), nous introduisons un surcoût de 2200 € par véhicule (surcoût lié à la borne). A l'instar des hypothèses réalisées pour l'éolien et le photovoltaïque, les coûts de renforcement du réseau de distribution d'électricité et potentiellement de transport ne sont pas pris en compte car il n'y a pas de données disponibles aujourd'hui. Ce renforcement constitue pourtant un élément d'augmentation potentielle du coût global pour la collectivité. Son intégration constituerait un élément d'amélioration de la modélisation.

### 3 Choix de modélisation : systèmes de demande et services énergétiques

#### 3.1 Secteurs résidentiel et tertiaire

Dans cette section, nous décrivons la modélisation effectuée en explicitant les parcs de référence ainsi que les technologies candidates pour les secteurs résidentiel et tertiaire. A noter que dans la version actuelle du modèle, il n’y a pas de distinction effectuée entre les maisons individuelles et les logements collectifs, ainsi qu’entre les différentes branches du tertiaire.

##### 3.1.1 Parc de référence et technologies candidates

###### 3.1.1.1 Année de référence

Résidentiel					
	Energie	Type	Stock (GW)	Rendement global	Durée de vie
RHEELC100	Electricité	Convecteur	13.3	0.9	10
RHEELC200	Electricité	PAC	3.3	3	10
RHEELC300	Electricité	Autres	0.4	1	10
RHOELPG100	GPL	Chaudière	1.2	0.75	10
RHOEGAS100	Gaz	Chaudière	40.8	0.8	10
RHOEOIL100	Fioul	Chaudière	18.7	0.8	10
RHOETH100	Réseau de chaleur	Echangeur	6	0.9	60
RHOEBIO100	Biomasse	Cheminée	5.1	0.6	10
RHOEBIO200	Biomasse	Poêle	25.6	1	10
Tertiaire					
	Energie	Type	Stock (GW)	Rendement global	Durée de vie
CHEELC100	Electricité	Convecteur	10.2	0.9	15
CHOEGAS100	Gaz	Chaudière	15.9	0.8	15
CHOEOIL100	Fioul	Chaudière	5.3	0.8	15
CHOEBIO100	Biomasse	Chaudière	1.4	0.8	15
CHOELTH100	Réseau de chaleur	Echangeur	3.1	0.9	60
CHOELPG100	GPL	Chaudière	0.7	0.8	15

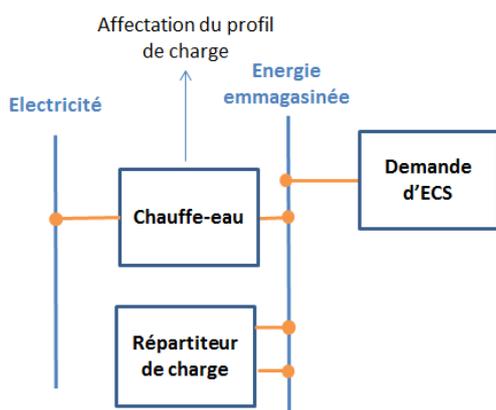
**TABEAU 23 : DESCRIPTION DU PARC DE REFERENCE DES TECHNOLOGIES DE CHAUFFAGE**

Résidentiel				
		Stock (GW)	Rendement global	Durée de vie
RWEELC100	Electricité	9.2	1	15
RWOEGAS100	Gaz	3.4	0.78	
RWOELPG100	GPL	0.1	0.78	
RWEOIL100	Fioul	1.4	0.78	
RWOEBIO100	Biomasse	0.1	0.5	
RWOETH100	Réseau de chaleur	0.9	0.8	60
Tertiaire				
		Stock (GW)	Rendement global	Durée de vie
CWEELC100	Electricité	3.6	0.8	15
CWOEGAS100	Gaz	3.2	0.72	
CWOELPG100	GPL	0.2	0.65	
CWEOIL100	Fioul	1	0.68	

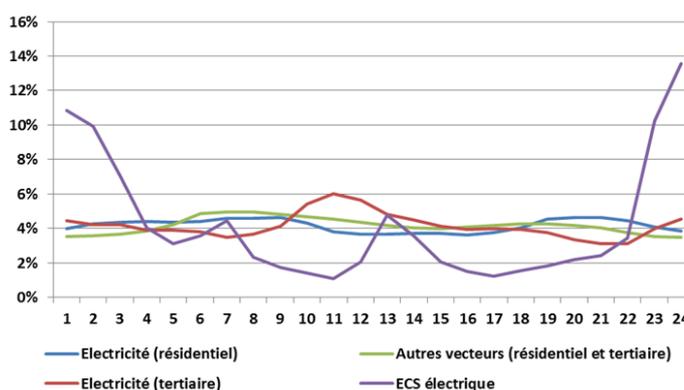
**TABEAU 24 : DESCRIPTION DU PARC DE REFERENCE DES TECHNOLOGIES D'EAU CHAUDE SANITAIRE**

Le profil de demande d'énergie utile pour le chauffage correspond à la moyenne pondérée des profils de demande finale pour l'électricité donnés par RTE (RTE & GRTgaz, 2018) et du profil de demande de gaz pour les secteurs résidentiel et tertiaire (données GRTgaz).

Les systèmes d'ECS électrique suivent un profil asservi avec des appels de puissance effectués principalement la nuit (Figure 111). Un procédé de stockage permettant de répartir l'énergie stockée sur l'ensemble de la journée est intégré dans le modèle (Figure 110). Ce profil est appliqué jusqu'en 2025. Passée cette date, la charge du chauffe-eau est optimisée en fonction de la production d'électricité.



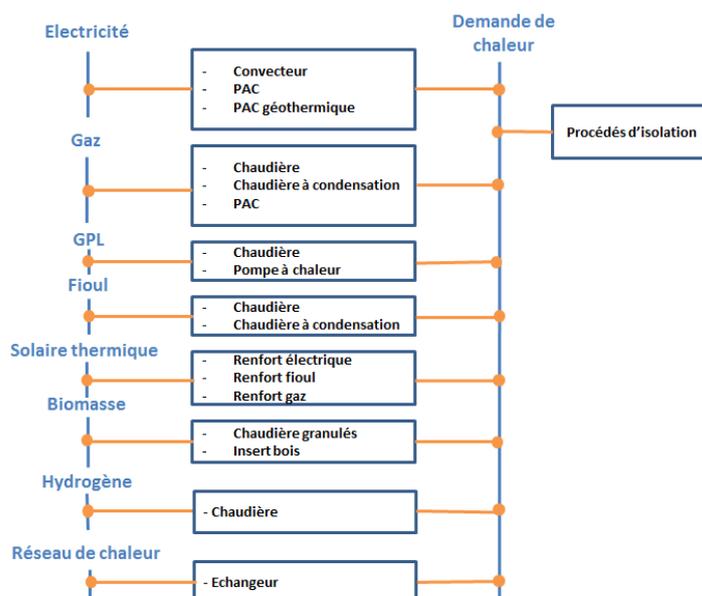
**FIGURE 110 : MODELISATION DE LA CHARGE DES BALLONS D'EAU CHAUDE**



**FIGURE 111 : PROFILS INTRA-JOURNALIERS DE DEMANDE FINALE POUR LE CHAUFFAGE ET L'ECS ELECTRIQUE**

### 3.1.1.2 Technologies pour l'analyse prospective

Les caractéristiques technico-économiques des technologies de chauffage et d'Eau Chaude Sanitaire pour les secteurs résidentiel et tertiaire sont issues des travaux réalisés pour le paramétrage du modèle européen JRC-EU-TIMES (European Commission, 2013).



**FIGURE 112 : SYSTEME ENERGETIQUE DE REFERENCE POUR LA DEMANDE DE CHALEUR DANS LES SECTEURS RESIDENTIEL ET TERTIAIRE**

Nous ne réalisons pas d'hypothèses exogènes sur l'isolation : les rénovations sont un résultat du modèle. Elles sont représentées par des technologies permettant de fournir de l'énergie utile (Figure 112). Autrement dit, le besoin thermique unitaire des logements existants est considéré constant sur tout l'horizon si le modèle ne fait pas appel aux technologies d'isolation. Nous appliquons un taux d'actualisation spécifique de 4% afin de favoriser des investissements qui seront rentabilisés à long terme. Pour rappel, le taux d'actualisation considéré dans le modèle est de 8%.

Les tableaux 25 et 26 présentent les technologies candidates dans les secteurs résidentiel et tertiaire.

<b>Energie</b>	<b>Description</b>	<b>Chauffage</b>	<b>Chauffage+ECS</b>	<b>ECS</b>
<b>Electricité</b>	Convecteur	ELC101		ELC101
	PAC	ELCHP201/ELCHP301		ELCHP201
	PAC géothermique	ELCHP401		
	Chauffe-eau			ELC101
<b>Gaz</b>	Chaudière	GAS201	GAS301	GAS101
	Chaudière condensation	GAS401	GAS501	
	PAC	GASHP601		
	Pile à combustible			FCGAS110
<b>GPL</b>	Chaudière	LPG201	LPG301	LPG101
<b>Réseau de chaleur</b>	Echangeur		LTH101	LTH101
<b>Hydrogène</b>	Chaudière	HYD110		
<b>Fioul</b>	Chaudière	OIL201	OIL301	OIL101
	Chaudière condensation		OIL401	
<b>Biomasse</b>	Poêle	BIO201		
	Chaudière		WOO101	BIO101
<b>Solaire thermique</b>	Renfort électrique		SOLD101	SOLD101
	Renfort diesel		SOLE601	SOLE601
	Renfort gaz		SOLG201	SOLG201

**TABLEAU 25 : TECHNOLOGIES CANDIDATES DANS LE SECTEUR RESIDENTIEL**

Energie	Description	Chauffage	Chauffage+ECS	ECS
Electricité	Convecteur	ELC101/ELC201		ELC101
	PAC	ELCHP201/301/401		ELCHP201
	Chauffe-eau			ELC101
	PAC géothermique			ELCHP201
Gaz	Chaudière	GAS201/GAS401	GAS301	GAS101
	Chaudière condensation		GAS501	
	PAC	GASHP601		
	Pile à combustible			FCGAS110
GPL	Chaudière	LPG201	LPG301	LPG101
	PAC air/air	HP401		
Réseau de chaleur	Echangeur		LTH101	LTH101
Hydrogène	Chaudière	HYD110		
Fioul	Chaudière	OIL201	OIL301	
	Chaudière condensation		OIL401	
Biomasse	Poêle		BIO101	
	Chaudière			BIO101
Solaire thermique	Renfort électrique		SOLD101	SOLD101
	Renfort diesel		SOLE601	SOLE601
	Renfort gaz		SOLG201	SOLG101
Géothermie				GEO101

TABLEAU 26 : TECHNOLOGIES CANDIDATES POUR LE SECTEUR TERTIAIRE

Le rythme de déploiement maximal des Pompes à Chaleur (PAC) est issu des variantes hautes des scénarios établis dans (AFPAC, 2018) (Figure 113, Figure 114) . Afin de calculer une capacité équivalente du parc pouvant être installé, nous faisons l’hypothèse d’une capacité de 7 kW pour les PAC du secteur résidentiel et de 15 kW pour les PAC du secteur tertiaire.

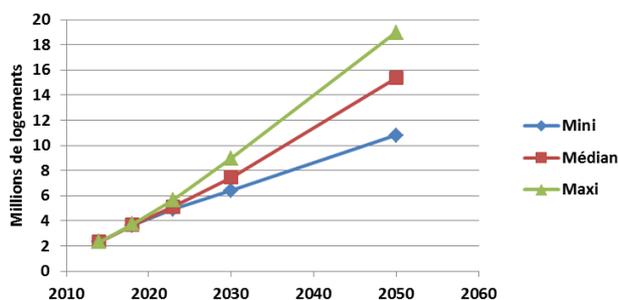


FIGURE 113 : NOMBRE DE LOGEMENTS EQUIPES DE PAC DANS LES SCENARIOS DE L'AFPAC

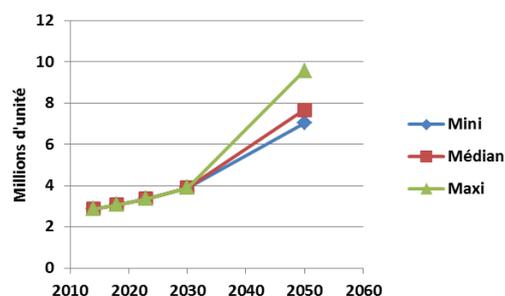


FIGURE 114 : NOMBRE DE PAC INSTALLEES DANS LE SECTEUR TERTIAIRE

### 3.1.2 Ventilation des volumes de demande de services énergétiques pour les usages chauffage, ECS, cuisson

A l’instar du travail réalisé pour le secteur de la mobilité dans le chapitre 2, des profils au pas horaire ont été définis à partir de profils élémentaires (Tableau 27), puis agrégés sur les 576 pas de temps du modèle.

Usage	Type d'énergie	Résidentiel			Tertiaire		
		Mensuel	Intra-s	Intra-j	Mensuel	Intra-s	Intra-j
Eau chaude sanitaire - résidentiel	Fioul	(RTE & GRTgaz, 2018)		(AICVF, 2008)	(RTE & GRTgaz, 2018)		(AICVF, 2008)
	GPL						
	Gaz réseau						
	Chauffage urbain						
	Electricité						
Chauffage	Bois	(RTE & GRTgaz, 2018)			(RTE & GRTgaz, 2018)		
	Gaz/Fuel						
	Urbain						
	Electrique						
Cuisson	Gaz / GPL	(ENERTECH, 2009)		(RTE, 2016)	Profil plat	Inversion des coefficients résidentiels	(ADEME, n.d.)
	Electricité						

**TABLEAU 27 : PROFILS RETENUS POUR LES USAGES CHAUFFAGE/ECS/CUISSON (RESIDENTIEL ET TERTIAIRE)**

### 3.1.2.1 Profils mensuels

La Figure 115 décrit les profils mensuels retenus au sein des secteurs résidentiel et tertiaire. Les profils du chauffage et de l'ECS sont issus de courbes de charge horaires type fournies par RTE. Le profil pour la cuisson est quant à lui issu de mesures<sup>88</sup> in-situ de plusieurs appareils. Nous considérons un profil plat pour le secteur tertiaire en l'absence de données disponibles.

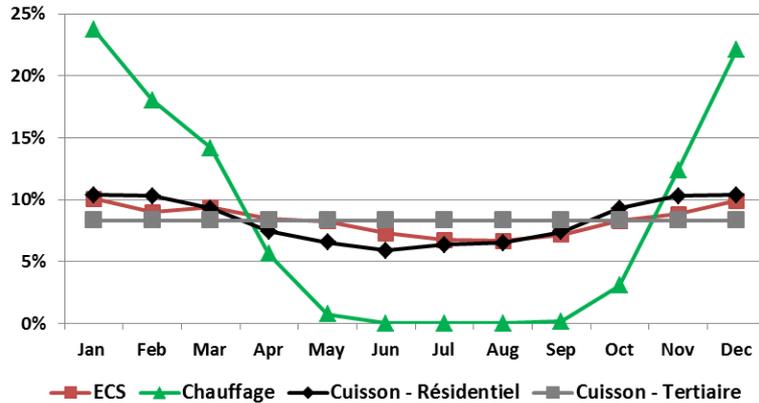


FIGURE 115 : PROFILS MENSUELS (RESIDENTIEL ET TERTIAIRE)

### 3.1.2.2 Profils journaliers

Pour le chauffage, le profil de demande est constant à l'échelle hebdomadaire d'après les données issues de (RTE & GRTgaz, 2018) (Figure 116). La demande d'ECS est 5% plus élevée le week-end dans le résidentiel (RTE & GRTgaz, 2018). L'activité de la cuisson résidentielle augmente quant à elle de 40% le week-end (RTE, 2017a) (Figure 117). Pour la cuisson tertiaire, nous considérons alors l'hypothèse d'une activité 40% plus faible.

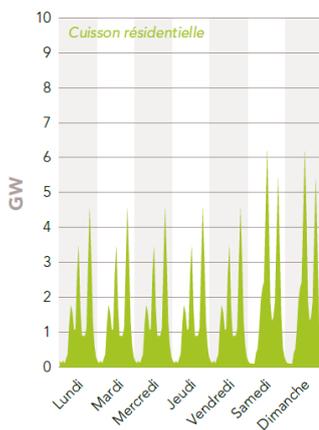


FIGURE 117 : PUISSANCE HORAIERE APPELEE POUR LA CUISSON PENDANT UNE SEMAINE DE JANVIER (RTE, 2017A)

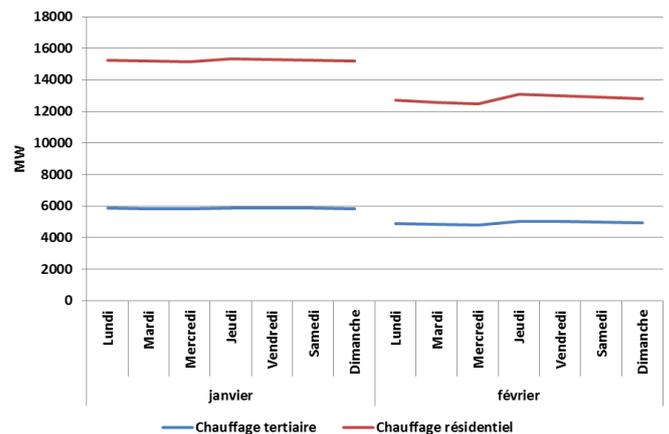


FIGURE 116 : MOYENNE DES APPELS DE PUISSANCE JOURNALIERS DE CHAUFFAGE RESIDENTIEL ET TERTIAIRE

<sup>88</sup> Mesures in-situ réalisées de janvier à juillet 1998 dans 100 logements dans le cadre de l'enquête ECUEL (EDF-ADEME, 1999). Un report des valeurs trouvées sur les cinq premiers mois de l'année a été effectué sur les cinq mois non instrumentés. La légère saisonnalité des besoins en été est due à l'augmentation du nombre de repas froids.

### 3.1.2.3 Profils intra-journaliers

Les profils de chauffage semaine/week-end sont identiques. Les profils de cuisson décrivent quant à eux une modification des rythmes d'usage avec un léger décalage des pics de demande. Ce phénomène est davantage visible sur les profils d'ECS (issus de données de puisage), avec un décalage de la pointe de demande à 13h au lieu de 9h (Figure 118).

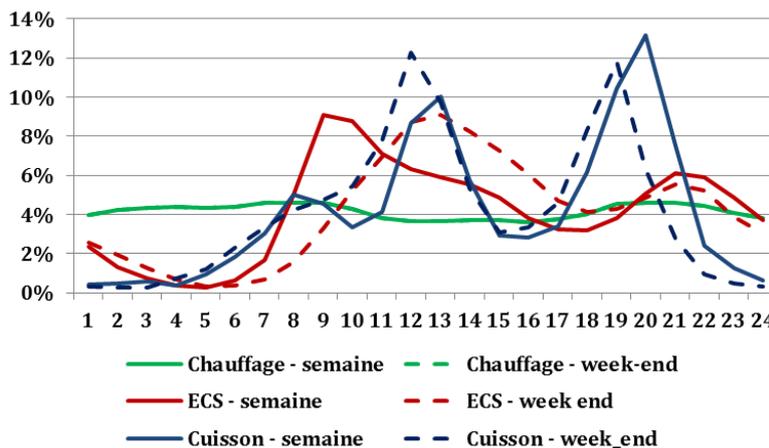


FIGURE 118 : PROFILS INTRA-JOURNALIERS POUR LE SECTEUR RESIDENTIEL

Pour le secteur tertiaire, les profils d'ECS sont identiques à ceux du secteur résidentiel en raison de l'absence de données disponibles. Le profil de cuisson décrit un lissage des pointes de consommation par rapport au secteur résidentiel (Figure 119).

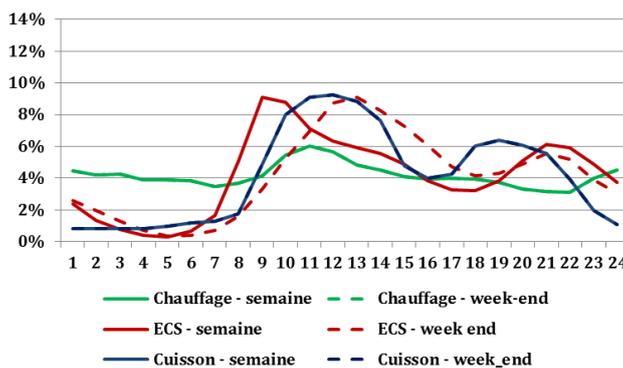


FIGURE 119 : PROFILS INTRA-JOURNALIERS POUR LE SECTEUR TERTIAIRE

## 3.2 Secteur des transports

### 3.2.1 Parc de référence et technologies candidates

Le Tableau 28 décrit le parc de référence des véhicules dans le modèle.

Véhicules particuliers					
		Stock (milliers d'unités)	Efficacité (MPKms/PJ)	nb passagers / véhicules	Durée de vie
TCARDST100	Diesel	19741	384	1.7	12
TCARELC100	Electrique	19	1643		
TCARGSL100	Essence	11624	338		
TCARHYB100	Essence (hybride)	132	423		
TCARLPG101	GPL	210	407		
Véhicules utilitaires (transport de passagers)					
		Stock (milliers d'unités)	Efficacité (MPKms/PJ)	nb passagers / véhicules	Durée de vie
TVUPDST100	Diesel	2335	298	1.9	13
TVUPGSL100	Essence	320	357		
TVUPELC100	Electrique	16	1157		
Véhicules utilitaires (transport de marchandises)					
		Stock (milliers d'unités)	Efficacité (MPKms/PJ)	quantité transportée / véhicules (tonnes)	Durée de vie
TFREDST100	Diesel	3284	298	0.42	13
Bus					
		Stock (milliers d'unités)	Efficacité (MPKms/PJ)	nb passagers / véhicules	Durée de vie
TBUSDST100	Diesel	88.8	69	16	15
TBUSGSL100	Essence	0.8	74		
TBUSLPG100	GPL	2.6	56		
Poids lourds					
		Stock (milliers d'unités)	Efficacité (MPKms/PJ)	quantité transportée / véhicules (tonnes)	Durée de vie
TFREDST100	Diesel	551	80	15.3	15

**TABLEAU 28 : PARC DE REFERENCE POUR LE TRANSPORT ROUTIER**

A l'instar des secteurs résidentiel et tertiaire, les coûts d'investissement pour les nouveaux véhicules particuliers sont issus des données du modèle JRC-EU-TIMES (European Commission, 2013). Les biocarburants sont directement incorporés dans les véhicules essence/diesel. Le taux d'incorporation de 7% pour l'année de référence peut être porté à 15% à partir de 2025. Le rythme d'installation maximal des véhicules électriques et hybrides rechargeables correspond à la trajectoire haute issue de (RTE, 2017a) qui envisage 3 millions d'unités d'ici 2025. Ensuite, le parc a la possibilité de s'accroître d'un million d'unités par an entre 2025 et 2030, puis de 1.6 millions d'unités par an à partir de 2030.

Il n’y a pas de transferts d’usages possibles pour les trains, les avions et les navires (Tableau 29). La conversion des navires au gaz est facilement réalisable, car seule une adaptation du moteur est nécessaire. Dans le cadre des premières simulations, cette possibilité n’a cependant pas été intégrée.

Vecteurs candidats	Transport de passagers		Transport de marchandises	
	Bus	Avion	Poids lourds	Navire
Electricité	TBELC201			
Gaz	TBGAS101		TFREGAS101	
Pétrole	TBDST101	TAVD01	TFREDST101	TNA101
Hydrogène	TBHH2201			

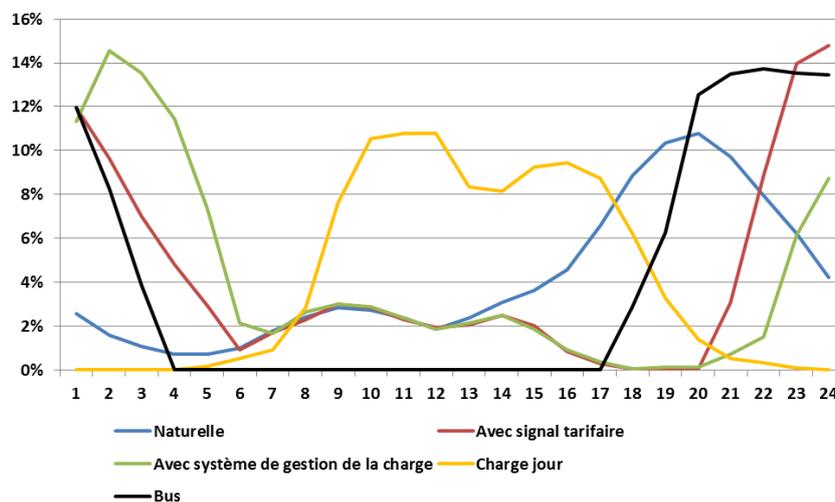
**TABLEAU 29 : NOUVEAUX SYSTEMES CANDIDATS POUR LE TRANSPORT DE PASSAGERS ET LE TRANSPORT DE MARCHANDISES**

### 3.2.1.1 Profils de recharge des véhicules électriques et des bus

Nous considérons quatre profils de recharge type pour le véhicule électrique (Figure 120) :

- une charge « naturelle » (RTE, 2017a) ;
- une charge avec signal tarifaire (RTE, 2017a) ;
- un système avec « gestion de charge » (RTE, 2017a) ;
- une charge « jour » issue d’un profil de présence d’utilisateurs qui utilisent les bornes de recharge sur le lieu de travail (SystemX, 2016).

Le profil de recharge retenu pour les bus est un profil image des appels de puissance effectifs des bus de la métropole de Lille sur le réseau de GRTgaz pour l’année 2016.



**FIGURE 120 : PROFILS RETENUS POUR LA CHARGE DES VEHICULES ELECTRIQUES ET DES BUS**

### 3.2.2 Ventilation des volumes de demande de mobilité

Les profils retenus dont les sources sont mentionnées dans le tableau ci-dessous nous permettent de générer des courbes de charge annuelles au pas horaire qui sont ensuite agrégées selon les 576 pas de temps du modèle TIMES-FR-FLEXOPT.

En raison de l'absence de données disponibles, les demandes de mobilité par avion ainsi que celles de transport de marchandises par train et navires sont ventilées de manière uniforme.

	Demande	Profils retenus		
		Mensuel	Intra-s	Intra-j
Transport de passagers	Véhicules légers (particuliers/ utilitaires)	(CEREMA, n.d.)	(MVA, 2006)	
	Bus	(OMNIL, n.d.)		
	Train, Avion	Demande uniforme		
Transport de marchandises	Poids lourds	(MVA, 2006)		
	Train, Navires	Demande uniforme		

TABLEAU 30 : PROFILS RETENUS POUR LA MOBILITE

La Figure 121 décrit l'allure des **profils mensuels** :

- Le profil retenu pour les véhicules légers est issu de la moyenne d'indices de débits mensuels fournis par le CEREMA pour l'ensemble du réseau routier national de 2001 à 2013. Il décrit une hausse visible des déplacements pendant les vacances d'été.
- Le profil retenu pour les bus est issu de statistiques de validation de forfaits Navigo et traduisent ainsi une diminution notable des besoins au mois d'août.
- Le profil retenu pour les poids lourds est obtenu à partir de clés de répartition temporelle des trafics fournies par des comptages routiers in-situ.

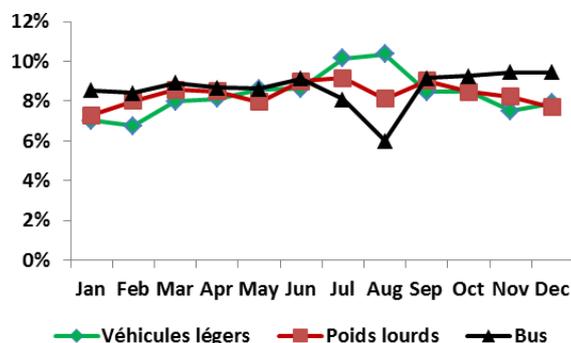
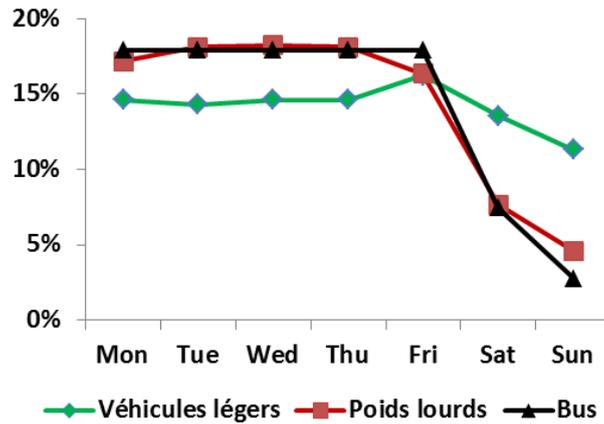


FIGURE 121 : PROFILS MENSUELS NORMALISES POUR LA MOBILITE

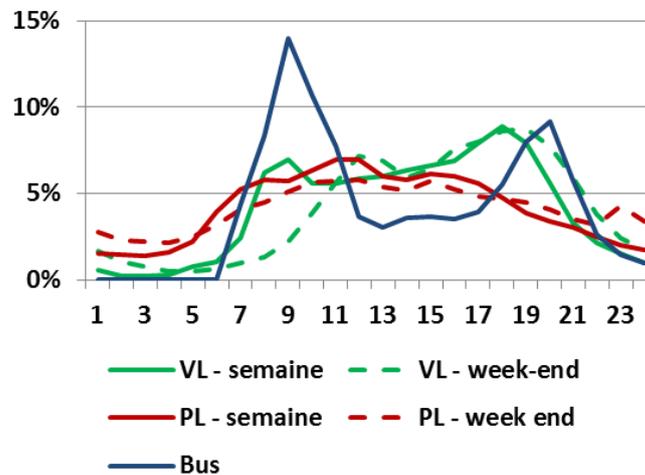
Les **profils hebdomadaires** sont quant à eux décrits sur la Figure 122 :

- Les profils des véhicules légers sont obtenus à partir de clés de répartition temporelle des trafics à partir de comptages<sup>89</sup> routiers in-situ.
- Le profil des poids lourds est issu de données de mesures spécifiques pour ce type de véhicule et traduit une diminution importante de l'activité le week-end.
- De même, les données de validation de titres de transport des bus indiquent également une diminution des besoins le samedi et le dimanche.



**FIGURE 122 : PROFILS JOURNALIERS NORMALISES POUR LA MOBILITE**

Les **profils intra-journaliers** de bus et des véhicules légers restituent les hausses de trafic en début de journée et en soirée, tandis que la demande des poids lourds est davantage lissée (Figure 123).



**FIGURE 123 : PROFILS INTRA-JOURNALIERS NORMALISES POUR LA MOBILITE**

<sup>89</sup> Les comptages des véhicules légers, des poids lourds et des deux roues n'ont cependant pas été distingués lors des mesures. Les données sont disponibles pour les routes nationales, les autoroutes et les agglomérations. Nous avons retenu les profils de route nationale dans les départements de « catégorie 2 » qui ont une activité touristique modérée.

## 4 Premières simulations

Dans le cadre de ces premières simulations, nous avons réalisé une optimisation séquentielle du système, étant donné les temps de calcul conséquents (environ 20h) dans le cas où l'optimisation est réalisée en connaissance parfaite du futur. Le système est alors optimisé en trois étapes par périodes de 20 ans avec des recouvrements de 10 ans (Figure 124).

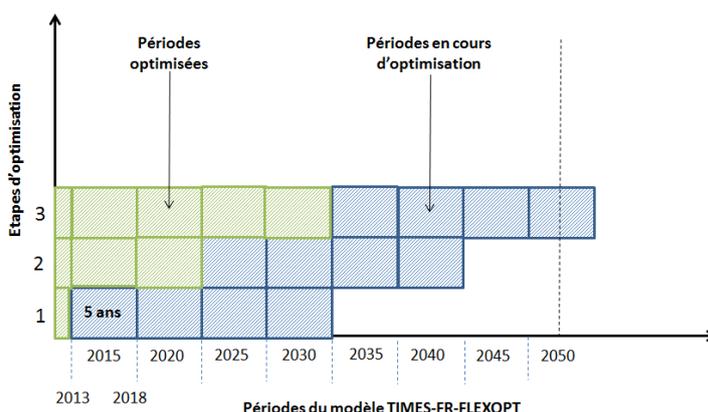


FIGURE 124 : OPTIMISATION SEQUENTIELLE DU SYSTEME ENERGETIQUE AVEC DES PERIODES DE RECOUVREMENT

### 4.1 Hypothèses de demande

Dans le cadre de ces premières simulations, les hypothèses de trajectoires d'énergie utile et de services énergétiques retenues correspondent à la trajectoire « DIV » qui appartient aux 4 trajectoires du Débat National sur la Transition Energétique (DNTE) (Carbone 4, 2014a) (Tableau 31). Les sections suivantes font la description des hypothèses par secteur pour cette trajectoire.

Trajectoire	Scénario principal utilisé pour les analyses quantitatives	Scénarios incarnant la trajectoire
DEC	Négatep	Négatep, RTE médian, ANCRE ELE, UFE
<b>DIV</b>	<b>ANCRE DIV</b>	<b>ANCRE DIV, RTE nouveau mix, DGEC AMS-O</b>
EFF	ADEME	ADEME, GRDF, ANCRE SOB, Ancilowcarb Renf
SOB	Négawatt	Négawatt, Greenpeace, WWF, Global Chance

TABLEAU 31 : SYNTHÈSE DES 4 TRAJECTOIRES DE LA TRANSITION ENERGETIQUE (Carbone 4, 2014a)

L'évolution de la population suit le scénario central de projections à l'horizon 2060 de l'INSEE (INSEE, 2010). Le nombre de logements (Tableau 32) atteint en 2050 la cible mentionnée dans le scénario « nouveau mix » issu de (RTE, 2014), les données n'étant pas disponibles dans le scénario « DIV ».

	2012	2020	2030	2040	2050
Population	63.6	65.7	68.5	70.4	72.3
Nb logements	27.7	28.7	29.7	30.8	31.9

**TABLEAU 32 : HYPOTHESES D'EVOLUTION DE LA POPULATION ET DU NOMBRE DE LOGEMENTS**

#### 4.1.1 Secteurs résidentiel et tertiaire

Le tableau ci-dessous décrit les trajectoires de demande pour le secteur résidentiel :

TWh	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	<b>Résidentiel</b>								
Chauffage (utile)	270	274	278	262	260	259	259	259	260
ECS (utile)	38	38	39	40	40	41	42	42	43
Cuisson (utile)	17	17	17	18	18	18	19	19	19
Electricité spécifique	75	76	78	79	80	78	75	73	71

**TABLEAU 33 : TRAJECTOIRES DE DEMANDE POUR LE SECTEUR RESIDENTIEL**

La méthodologie pour déterminer l'évolution du besoin de chauffage dans le résidentiel est issue des trajectoires de surface de logements existants et neufs assortis de leurs besoins thermiques respectifs (Tableau 34).

- **Calcul du besoin thermique des logements existants** : la surface de logements existants est calculée d'après la surface totale (qui suit un TCAM entre l'estimation de 2010 et la cible de 2050) et la surface de logements neufs. Le besoin thermique des logements existant est alors déterminé d'après une estimation du besoin thermique unitaire (108 kWh/m<sup>2</sup>/an, (Négawatt, 2014)) considéré constant sur tout l'horizon (car hors décision de rénovation qui est un résultat du modèle).
- **Calcul du besoin thermique des logements neufs** : la surface de logements neufs est obtenue avec l'hypothèse de nombre de logements neufs par an (350 000<sup>90</sup>, (Carbone 4, 2014a)) et de la surface moyenne par logement (91 m<sup>2</sup>, (IDDRI, 2010)). Nous obtenons alors le besoin thermique des logements neufs avec des besoins thermiques unitaires estimés selon les niveaux de la Règlementation Thermique (RT) : 60 kWh/m<sup>2</sup>/an jusqu'en 2020 et 15 kWh/m<sup>2</sup>/an au-delà (IDDRI, 2010).

	Millions de m <sup>2</sup>			TWh	kWh/m <sup>2</sup> /an	TWh	Besoin (total)
	S (existant+neuf)	S (neuf)	S (existant)	Besoin (existant)	BU (neuf)	Besoin (neuf)	
2010	2500	0	2500	270	60	0	270
2020	2719	319	2401	259	60	19	278
2030	2958	637	2321	251	15	10	260
2040	3218	956	2262	244	15	14	259
2050	3500	1274	2226	240	15	19	260

**TABLEAU 34 : TRAJECTOIRE DE DEMANDE DE CHALEUR UTILE POUR LE CHAUFFAGE DANS LE SECTEUR RESIDENTIEL**

<sup>90</sup> Moyenne des valeurs hautes (300 000) et basses (400 000) mentionnées dans le rapport.

- **Demande d'ECS** : L'évolution du besoin est indexée sur l'évolution de la population.
- **Demande de cuisson** : L'évolution du besoin est indexée sur l'évolution du nombre de logements.
- **Demande d'électricité spécifique** : La consommation globale est la résultante de l'augmentation de la surface résidentielle et du besoin<sup>91</sup> annuel par logement (2750 kWh) qui stagne jusqu'en 2030, puis diminue de 20% en 2050 (2250 kWh, (Carbone 4, 2014a)).

Les trajectoires de demande pour le secteur tertiaire sont quant à elles définies dans le Tableau 35 ci-dessous :

TWh	2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
	<b>Tertiaire</b>								
Chauffage (utile)	103	103	104	104	105	106	107	108	109
ECS (utile)	14	14	15	15	16	16	17	17	18
Cuisson (utile)	9	9	9	10	10	10	11	11	12
Electricité spécifique	110	108	106	104	102	100	98	96	94

**TABLEAU 35 : TRAJECTOIRES DE DEMANDE POUR LE SECTEUR TERTIAIRE**

Le calcul de la trajectoire de demande de chauffage pour le secteur tertiaire suit une démarche identique à celle adoptée pour le secteur résidentiel.

- Le besoin unitaire de l'existant (112 kWh/m<sup>2</sup>/an) est la moyenne pondérée des besoins unitaires par branche issus de (Négawatt, 2014).
- Le besoin thermique unitaire des bâtiments tertiaires neufs est estimé à 35 kWh/m<sup>2</sup>/an (Négawatt, 2014)

	Millions de m <sup>2</sup>			TWh	kWh/m <sup>2</sup> /an	TWh	TWh
	S (existant+neuf)	S (neuf)	S (existant)	Besoin (existant)	BU (neuf)	Besoin (neuf)	Besoin (total)
2010	922	0	922	103	35	0	103
2020	981	75	906	101	35	3	104
2030	1044	150	894	100	35	5	105
2040	1112	225	887	99	35	8	107
2050	1183	296	887	99	35	10	109

**TABLEAU 36 : TRAJECTOIRE DE DEMANDE DE CHALEUR UTILE POUR LE CHAUFFAGE DANS LE SECTEUR TERTIAIRE**

Les trajectoires pour le secteur tertiaire ont quant à elles été déterminées comme suit :

- Les demandes **d'ECS et de cuisson** suivent l'évolution de la surface tertiaire.
- L'évolution de la demande **d'électricité spécifique** est calculée d'après les trajectoires d'évolution de la surface totale et de la consommation unitaire qui passe de 62 kWh/m<sup>2</sup>/an à 52 kWh/m<sup>2</sup>/an (les hypothèses sous-jacentes ne sont pas disponibles). La consommation<sup>92</sup> de référence est issue de (RTE, 2014).

<sup>91</sup> Les hypothèses sous-jacentes ne sont pas disponibles.

<sup>92</sup> Consommation globale à laquelle on retranche le chauffage, l'Eau Chaude Sanitaire et la cuisson.

#### 4.1.2 Secteur de l'industrie

Sur tout l'horizon, nous conservons une répartition des vecteurs et une demande identique<sup>93</sup> à celle de l'année de référence du modèle (Tableau 37).

TWh	2012	2050
Gaz	175	175
Electricité	120	120
Charbon	15	15
Bois-énergie	13	13
Pétrole	32	32
<b>TOTAL</b>	<b>355</b>	<b>355</b>

TABLEAU 37 : TRAJECTOIRES DE DEMANDE POUR LE SECTEUR DE L'INDUSTRIE

#### 4.1.3 Transport de passagers et de marchandises

La trajectoire de mobilité totale tous modes confondus est la prolongation de la tendance haussière observée ces 10 dernières années. Elle passe ainsi de 999 milliards de Passagers-kilomètre en 2020 à 1239 milliards de Pkm en 2050 (Tableau 38), ce qui est la résultante des augmentations combinées de la population et de la mobilité individuelle. Les parts modales sont équivalentes à celles de 2010 sur tout l'horizon. Les trajectoires de transport de marchandises décrivent quant à elles le transport intérieur, hors fret international et maritime. Nous rappelons que dans le modèle, les demandes de transport par avion et navires sont exprimées en PJ.

Transport de passagers										
		2012	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Véhicules Particuliers	Milliards Pkm	739	758	777	797	816	840	865	888	913
Véhicules utilitaires		77	78	80	82	84	87	89	92	95
Deux-roues		14	14	15	15	15	16	16	17	17
Bus		54	56	58	59	61	63	65	66	68
Train		102	106	108	111	115	118	120	123	127
Avion		13	13	14	14	15	15	15	16	19
<b>TOTAL</b>		<b>999</b>	<b>1025</b>	<b>1052</b>	<b>1078</b>	<b>1106</b>	<b>1139</b>	<b>1170</b>	<b>1202</b>	<b>1239</b>
Transport de marchandises										
Poids lourds	Milliards Tkm	266	282	300	318	338	359	381	405	430
Véhicules utilitaires		23	24	26	28	29	31	33	35	37
Train marchandises		32	31	29	28	27	25	24	23	22
Navires		8	8	7	7	6	6	6	5	5
<b>TOTAL</b>		<b>329</b>	<b>345</b>	<b>362</b>	<b>381</b>	<b>400</b>	<b>421</b>	<b>444</b>	<b>468</b>	<b>494</b>

TABLEAU 38 : TRAJECTOIRES DE DEMANDE POUR LE TRANSPORT DE PASSAGERS ET DE MARCHANDISES

<sup>93</sup> Nous avons choisi de ne pas suivre les trajectoires de demande finale établies dans le scénario « DIV » car elles sont issues de choix de ruptures technologiques (forte pénétration du bois-énergie, du solaire et des déchets).

## 4.2 Positionnements des vecteurs énergétiques dans le cas d'une contrainte « facteur 4 »

Dans cette section, nous considérons un scénario « trajectoire facteur 4 » dans lequel une trajectoire de décarbonation est appliquée à l'ensemble des secteurs du système énergétique. Ce cas d'étude est accompagné d'un scénario « BAU » au sein duquel les émissions de CO<sub>2</sub> sont limitées à leur niveau de l'année de base. Comme dans le chapitre 3, ce scénario constitue un point de référence méthodologique.

La Figure 125 ci-dessous décrit l'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> par secteur. Dans le cas du scénario « FLEXOPT\_BAU », les émissions des secteurs résidentiel/tertiaire et des transports diminuent tandis que les émissions du système électrique sont multipliées par 3 en 2050 par rapport à l'année de référence.

En revanche, dans le scénario « FLEXOPT\_traj.F4 », des efforts de décarbonation sont consentis dans les secteurs résidentiel/tertiaire (neutralité carbone atteinte en 2045) et des transports, tandis que le système électrique est décarboné à partir de 2020. Les secteurs de l'industrie et de l'agriculture conservent des niveaux d'émissions élevés, car on rappelle que nous n'avons pas pris en compte la possibilité de transferts d'usage endogènes pour ces secteurs dans ces scénarios. Par ailleurs, la séquestration du CO<sub>2</sub> coproduit lors de l'épuration du biogaz est utilisée au maximum de son potentiel (10 000 kt de CO<sub>2</sub> stockés par an en 2050) et contribue ainsi notablement à l'atteinte de l'objectif de réduction des émissions.

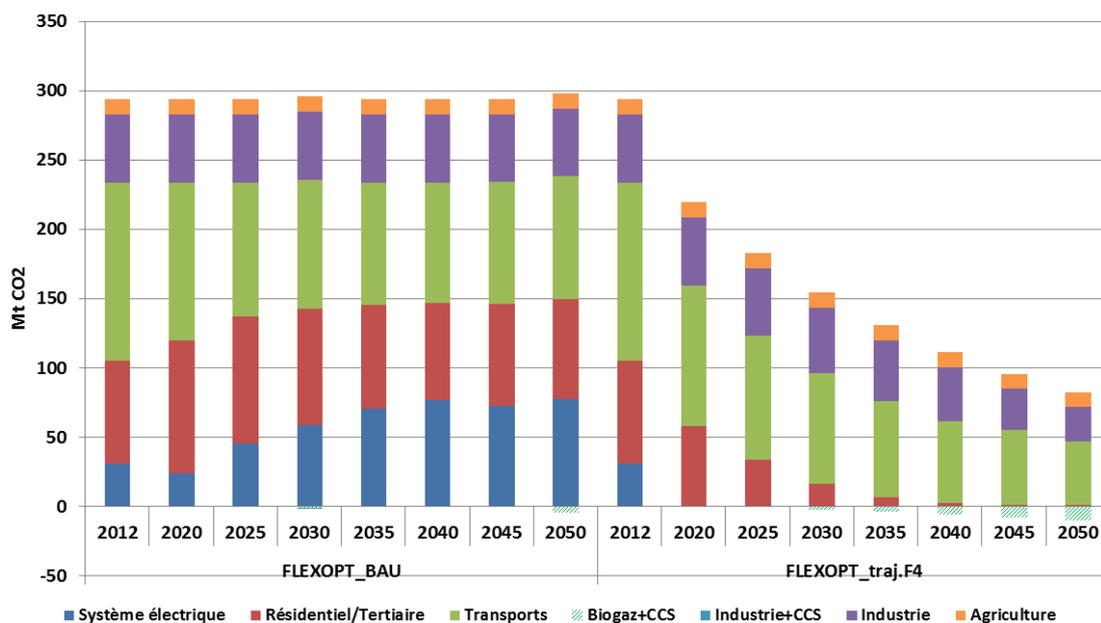
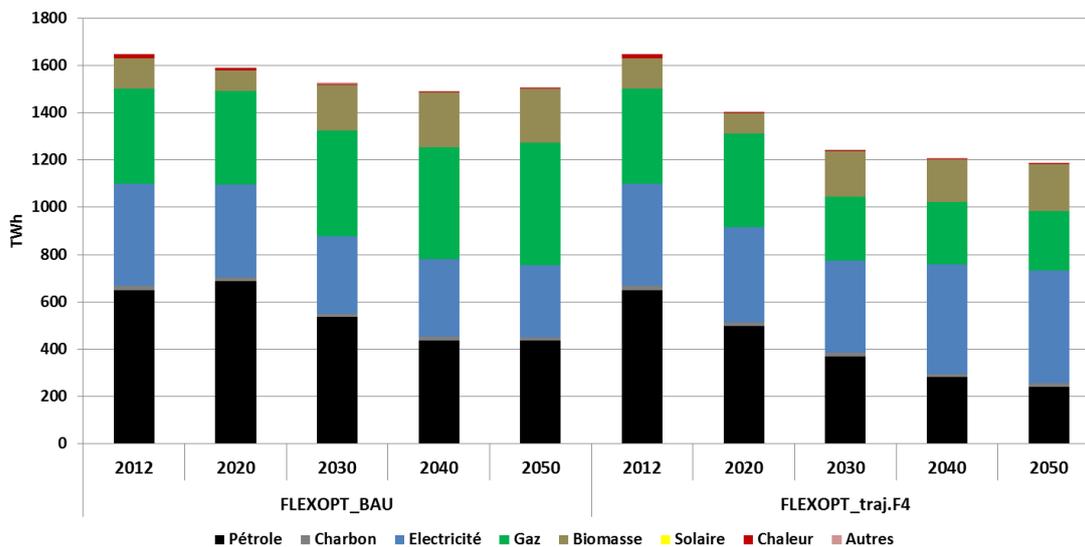


FIGURE 125 : EMISSIONS DE CO<sub>2</sub> DANS LES SCENARIOS « FLEXOPT\_BAU » ET « FLEXOPT\_TRAJ.F4 »

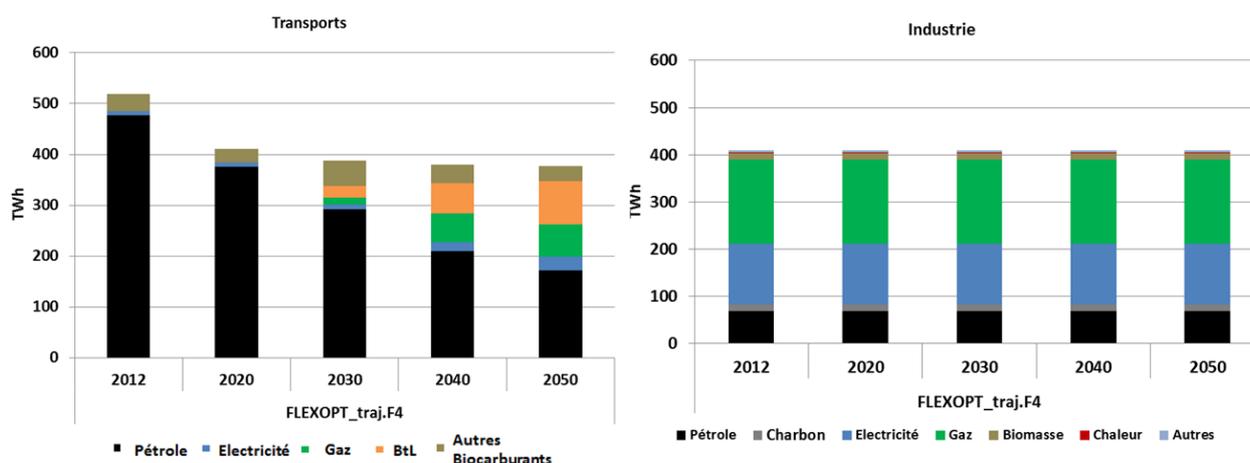
La Figure 126 met quant à elle en évidence les mix d'énergie finale pour respecter les trajectoires. La consommation d'énergie finale diminue de 9% dans le scénario BAU notamment en raison de l'amélioration de l'efficacité énergétique des procédés (véhicules, chaudières). Nous remarquons que la consommation d'énergie finale diminue seulement de 28% dans le cas du scénario « FLEXOPT\_traj.F4 » : le respect de la contrainte de réduction des émissions est alors réalisé par des substitutions technologiques.



**FIGURE 126 : CONSOMMATION D'ENERGIE FINALE DANS LES SCENARIOS « FLEXOPT\_BAU » ET « FLEXOPT\_TRAJ.F4 »**

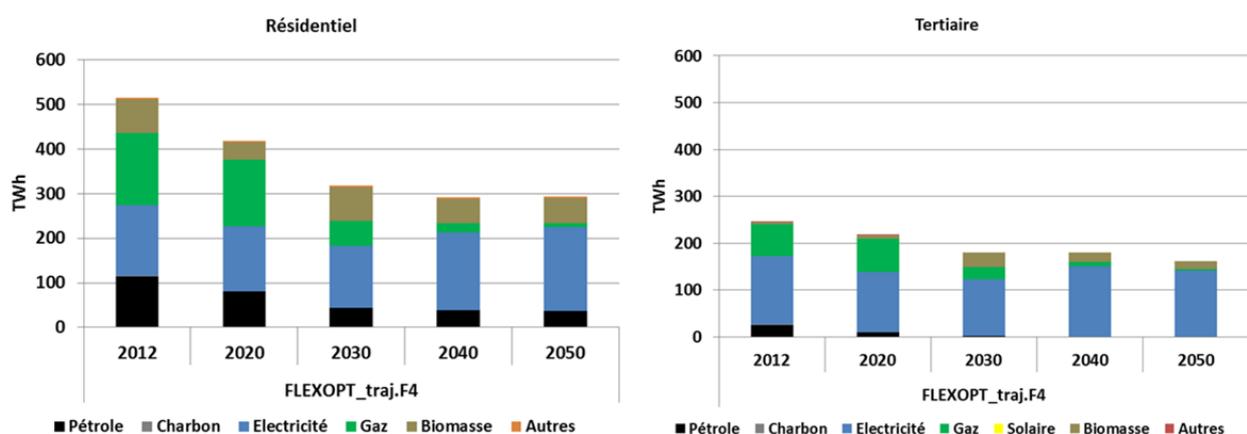
Le mix d'énergie finale en 2050 dans l'industrie est identique à celui d'aujourd'hui (Figure 127). Nous rappelons en effet que nous n'avons pas représenté les possibilités de substitutions technologiques dans ce secteur. Dans le secteur des transports, la demande finale diminue de 27% (Figure 127), bien que la demande de mobilité augmente dans nos scénarios. Les vecteurs gaz et électrique font également leur apparition, avec des consommations respectives de 64 et 27 TWh en 2050.

Le déploiement des carburants liquides de synthèse obtenus à partir de biomasse lignocellulosique (« Biomass-to-Liquid ») contribue notablement à la décarbonation du secteur. Dans ce scénario, cette filière participe fortement à la saturation du gisement technique de biomasse disponible (229 TWh) en 2050 (Figure 129). La possibilité de mobilisation de cette ressource est donc une hypothèse forte pour la faisabilité de ce scénario.



**FIGURE 127 : MIX D'ENERGIE FINALE DANS LES SECTEURS DE L'INDUSTRIE ET DES TRANSPORTS DANS LE SCENARIO « FLEXOPT\_TRAJ.F4 »**

Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, la demande d'énergie finale diminue de 44% entre 2012 et 2020 afin de respecter la trajectoire de décarbonation très contraignante pour le système. Ceci est notamment réalisé par un déploiement anticipé de l'isolation (diminution du besoin utile de 35%). Dans le cadre de ces premières simulations, il n'y a en effet pas de contraintes de rythme sur ces procédés. Entre 2012 et 2050, la consommation d'énergie finale diminue de 43% dans le secteur résidentiel (Figure 128), notamment en raison de la pénétration des PAC dont le Coefficient de Performance (COP) est élevé (COP=3). Ce COP est considéré constant à tout instant, ce qui est une hypothèse forte car il est sensible aux changements de température. Pour rappel, dans ce scénario, le rythme maximal de pénétration des PAC autorisé est trois fois supérieur au maximum historique<sup>94</sup>. Une variante pourrait donc être envisagée dans laquelle le rythme de déploiement maximal est moins ambitieux. Le déploiement des systèmes de chauffage biomasse dans le résidentiel et le tertiaire participe également au respect de la contrainte de décarbonation. A noter également que les émissions de particules n'ont pas été prises en compte, ce qui favorise d'autant plus l'utilisation de ce type de chauffage par le modèle.



**FIGURE 128 : MIX D'ENERGIE FINALE DANS LES SECTEURS RESIDENTIEL ET TERTIAIRE DANS LE SCENARIO « FLEXOPT\_TRAJ.F4 »**

<sup>94</sup> Les ventes annuelles de PAC dans le secteur résidentiel ont atteint un maximum de 152 510 unités en 2008 (ADEME, 2013a) .

L'analyse du mix gaz montre que le biométhane issu de la méthanisation est utilisé au maximum de son potentiel injectable (143 TWh). Le biométhane obtenu par gazéification est uniquement issu des Combustibles Solides de Récupération (CSR) dans ce scénario, car le potentiel de bois-énergie est intégralement mobilisé pour des usages concurrents (Figure 129). Par conséquent, la production de méthane de synthèse par le Power-to-Gas est sollicitée pour compléter l'offre de gaz décarboné.

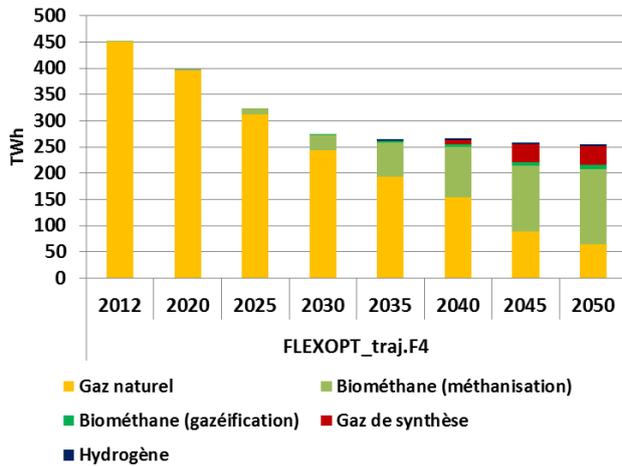


FIGURE 130 : MIX GAZ DANS LE SCENARIO « FLEXOPT\_TRAJ.F4 »

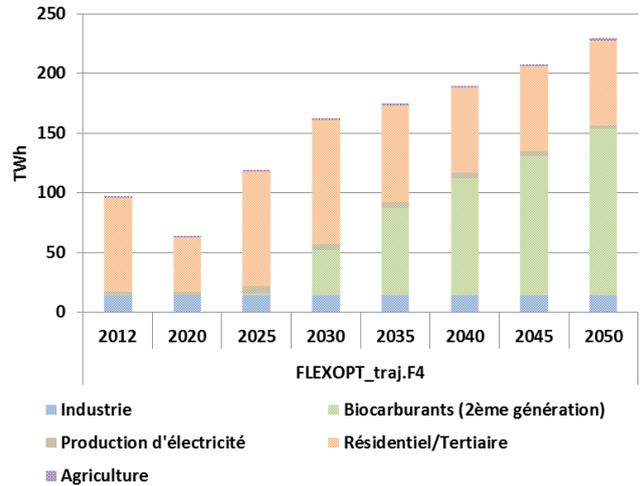


FIGURE 129 : USAGES DE LA BIOMASSE DANS LE SCENARIO « FLEXOPT\_TRAJ.F4 »

L'électrification des secteurs résidentiel/tertiaire ainsi que la production de méthane de synthèse génèrent un volume de production d'électricité en 2050 proche de 600 TWh (Figure 131). A noter que la faisabilité de ce scénario est fortement liée à la possibilité de prolonger le fonctionnement des moyens de production nucléaires actuels et de construire de nouveaux réacteurs : l'équivalent de 6 réacteurs EPR est installé en fin de période (2045-2050).

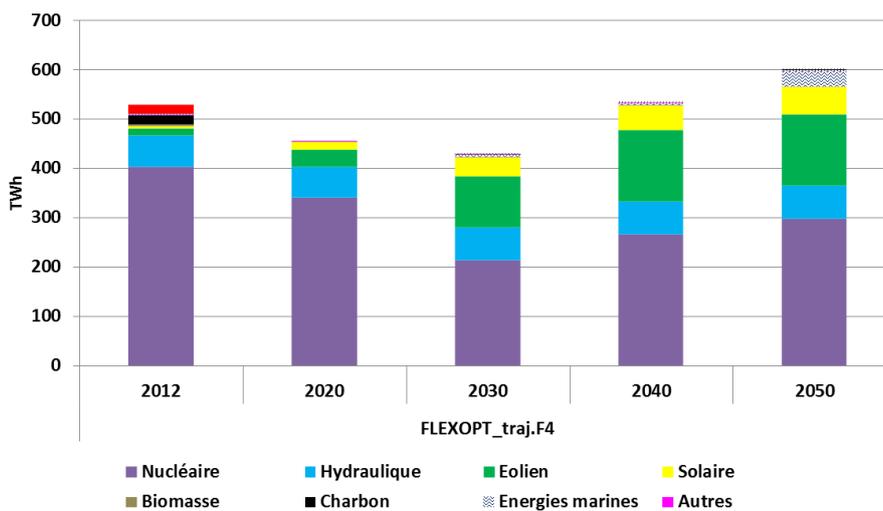
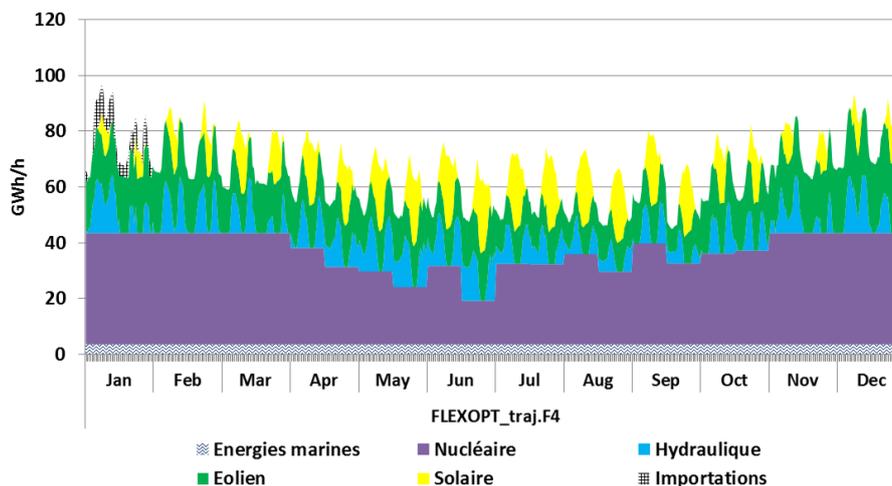


FIGURE 131 : MIX ELECTRIQUE DANS LE SCENARIO « FLEXOPT\_TRAJ.F4 »

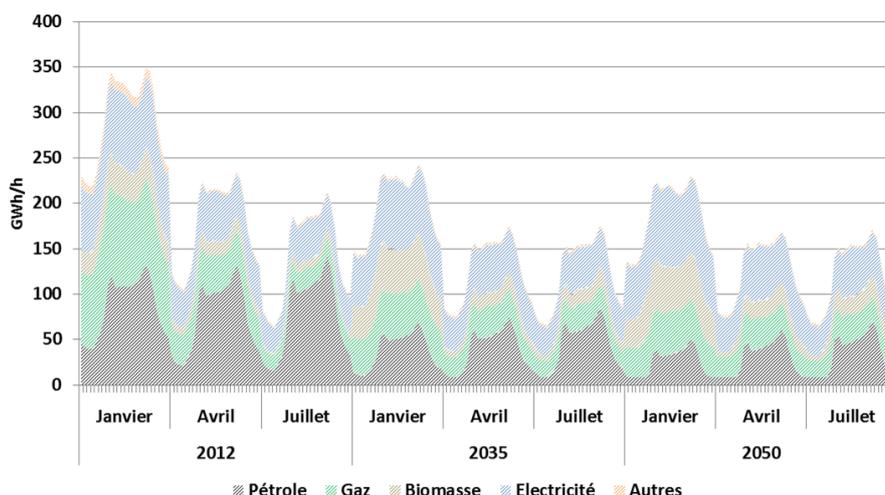
Le mix électrique au pas horaire en 2050 montre que les importations sont sollicitées au mois de janvier pour satisfaire la pointe proche de 100 GWh/h (Figure 132). La modulation saisonnière est ensuite effectuée par le nucléaire. L'hydraulique assure quant à lui l'équilibre intra-journalier. Nous rappelons que l'aptitude des capacités installées à s'adapter à des profils de production renouvelables intermittents différents n'a pas été évaluée dans le cadre de ce travail.



**FIGURE 132 : MIX ELECTRIQUE AU PAS HORAIRE EN 2050 DANS LE SCENARIO « FLEXOPT\_traj.F4 »**

L'analyse des dynamiques de consommations multi-vecteurs permet d'appréhender les enjeux de dimensionnement en puissance des systèmes énergétiques. La Figure 133 fait la synthèse des appels de puissance équivalente au pas horaire par vecteur pour l'ensemble des secteurs.

On remarque que les différences saisonnières sont atténuées en 2035 et en 2050 par rapport à l'année de référence du modèle. En 2012, la différence de pointe entre Janvier et Avril est d'environ 110 GWh/h, tandis qu'elle est proche de 80 GWh/h en 2035 et 2050. En parallèle, on observe une participation accrue du bois-énergie aux appels de puissance.



**FIGURE 133 : APPELS DE PUISSANCE (ENERGIE FINALE, TOUS SECTEURS) DANS LE SCENARIO « FLEXOPT\_TRAJ.F4 »**

Les puissances appelées résultent des courbes de charges combinées de plusieurs secteurs et usages ayant des volumes de consommation et des profils différenciés.

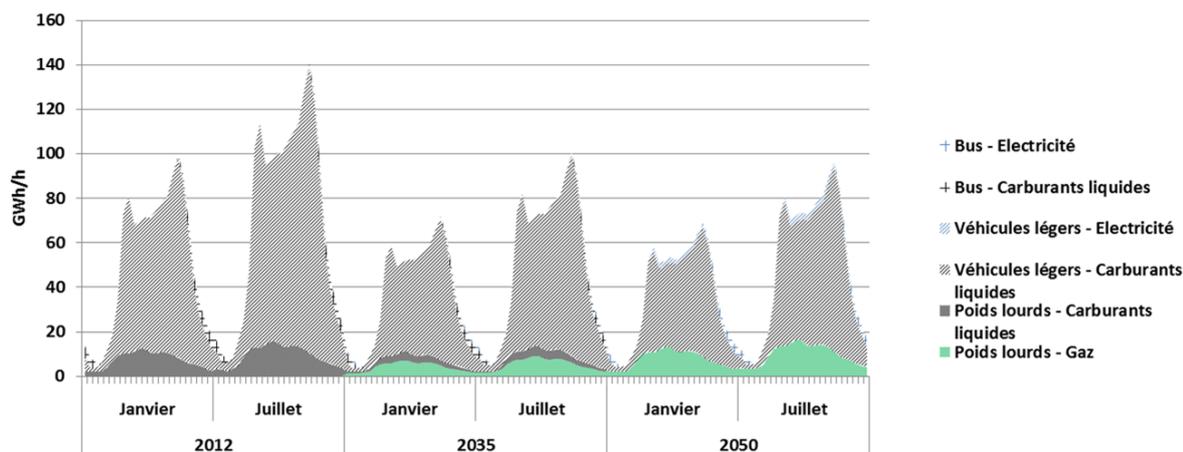
La Figure 134 indique les courbes de charge par usages dans le secteur des transports. Les appels de puissance générés pour l'année de référence sont principalement issus des véhicules légers et des poids lourds, avec une pointe proche de 140 GWh/h en début de soirée en juillet.

En janvier, les volumes de consommation sont environ 40% plus faibles en raison du profil mensuel de la demande de mobilité des véhicules légers.

La substitution progressive du pétrole vers les systèmes hybrides (et également l'électricité en fin d'horizon) pour les véhicules légers a pour effet de réduire fortement les niveaux de consommation en raison des rendements plus élevés<sup>95</sup>.

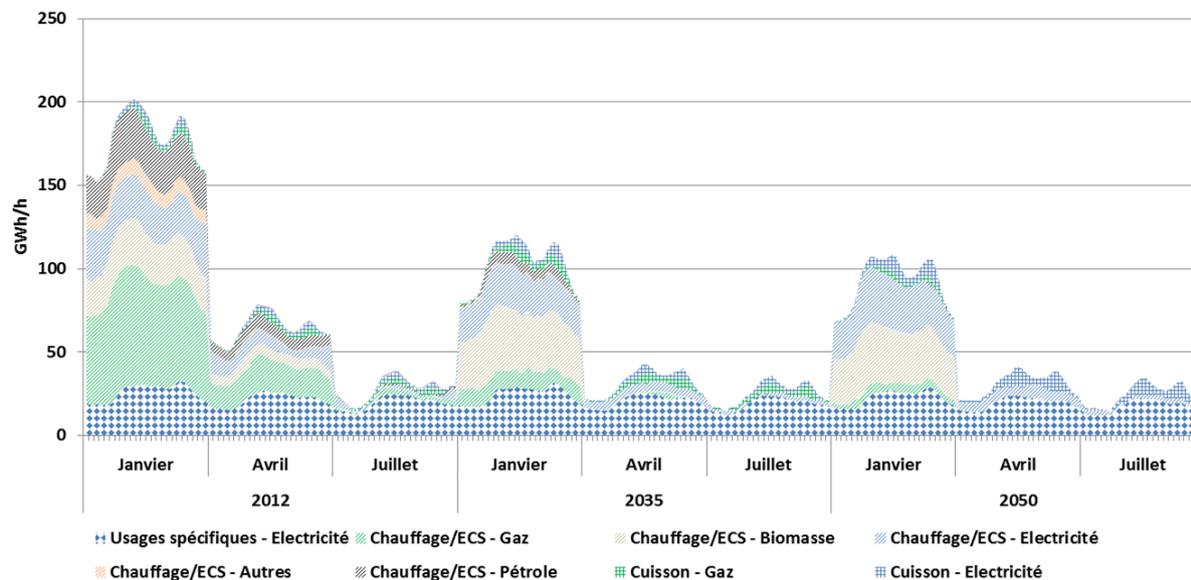
Les bus génèrent des appels de puissance aux heures creuses. Dans ce cas de figure, l'effet de lissage est limité en raison du faible volume de consommation mais pourrait être accentué dans un scénario de rupture qui envisage un report modal ambitieux vers le transport collectif.

<sup>95</sup> D'après nos hypothèses, le rendement des véhicules électriques et hybrides essence est respectivement 400% et 30% plus élevé que les véhicules essence classiques.



**FIGURE 134 : APPELS DE PUISSANCE INTRA-JOURNALIERS (ENERGIE FINALE) DANS LE SCENARIO « FLEXPOT\_TRAJ.F4 » POUR LE SECTEUR DES TRANSPORTS**

La Figure 135 met quant à elle en évidence l'évolution des appels de puissance dans les secteurs résidentiel et tertiaire. Les usages spécifiques de l'électricité constituent un talon de consommation. L'année de référence, la consommation toutes énergies est proche de 200 GWh/h en pointe au mois de janvier, notamment en raison des demandes finales de gaz, de pétrole, de biomasse et d'électricité pour le chauffage. La cuisson participe au pic de demande en soirée avec un appel de puissance de l'ordre de 10 GWh/h. En avril, la demande d'énergie finale est réduite de 125 GWh/h, tandis qu'elle est d'environ 30 GWh/h en juillet. En 2035 et 2050, le mix de chauffage est ensuite principalement composé de systèmes utilisant l'électricité et la biomasse. A noter que les besoins en climatisation n'ont pas été pris en compte dans le modèle. Ces besoins sont susceptibles d'avoir un impact notable sur les courbes de charge futures en été.



**FIGURE 135 : APPELS DE PUISSANCE (ENERGIE FINALE) DANS LE SCENARIO « FLEXPOT\_TRAJ.F4 » DANS LES SECTEURS RESIDENTIEL ET TERTIAIRE**

### 4.3 Introduction de deux variantes

Dans cette section, nous introduisons les variantes suivantes :

- un scénario avec une contrainte de sortie du nucléaire en 2050 ;
- un scénario avec un budget carbone correspondant à celui généré par le scénario « FLEXOPT\_traj.F4 ».

Ces deux variantes ont pour objectif de mettre en exergue d'éventuelles configurations « de rupture » du système énergétique proposées par le modèle. Elles s'inscrivent ainsi dans la dimension exploratoire de la démarche prospective que nous avons adoptée dans le cadre de cette thèse : explorer un champ de futurs possibles, sans affirmer qu'ils sont nécessairement souhaitables.

#### 4.3.1 Contrainte de sortie du nucléaire en 2050

L'optimisation du système énergétique dans le scénario « FLEXOPT\_traj.F4 » est notamment réalisée avec une mobilisation des moyens de production nucléaire jusqu'en fin d'horizon. Cette variante introduit une contrainte imposant une capacité nulle en 2050.

A l'instar des résultats obtenus dans le chapitre 3, la sortie du nucléaire est seulement réalisée en fin d'horizon (Figure 136). Pour compenser la perte des centrales, les énergies marines, les importations d'électricité et les centrales biomasse sont notamment sollicitées.

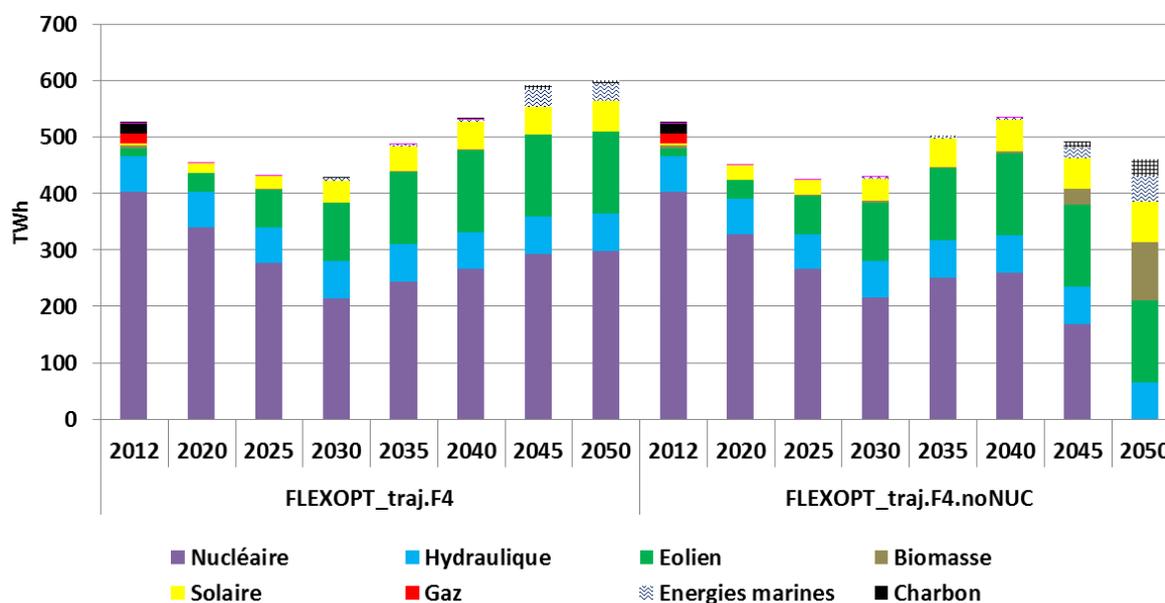
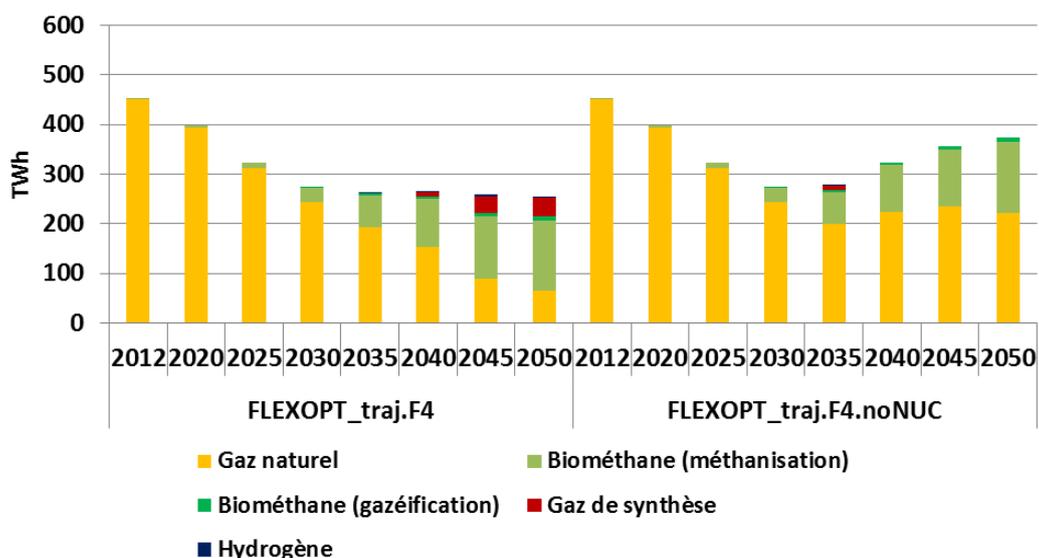


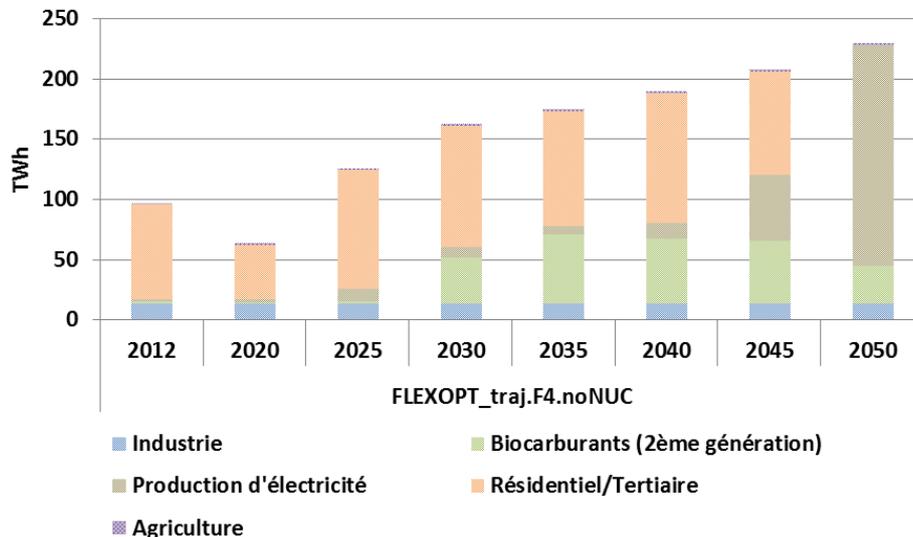
FIGURE 136 : MIX ELECTRIQUE DANS LES SCENARIOS « FLEXOPT\_TRAJ.F4 » ET « FLEXOPT\_TRAJ.F4.noNUC »

Une modification notable est observée au sein du système gaz : le méthane de synthèse disparaît car le système électrique n'est plus en mesure de fournir de l'énergie pour alimenter les électrolyseurs (Figure 137). Par ailleurs, la consommation de gaz augmente de 119 TWh.



**FIGURE 137 : MIX GAZ DANS LES SCENARIOS « FLEXOPT\_TRAJ.F4 » ET « FLEXOPT\_TRAJ.F4.noNUC »**

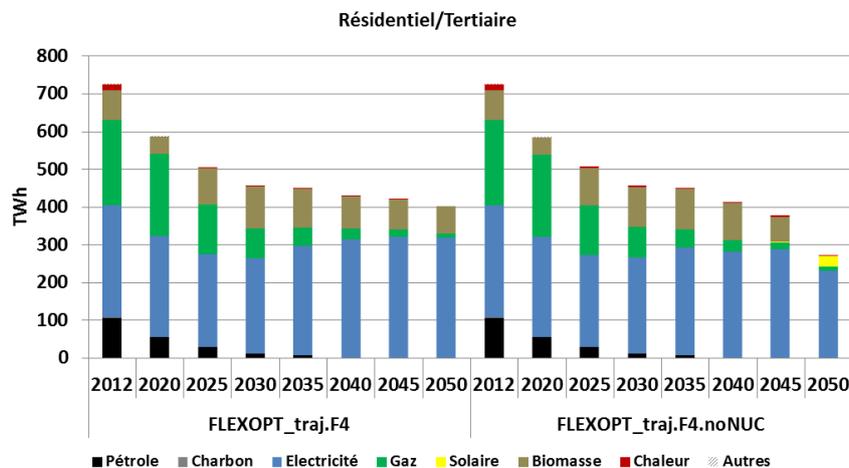
Les conséquences de la sortie du nucléaire sur les mix gaz et électrique entraînent des modifications au niveau des systèmes de demande : la mobilisation soudaine du bois-énergie pour la production d'électricité en 2050 ne permet plus aux secteurs résidentiel et tertiaire de faire appel à cette ressource (Figure 138).



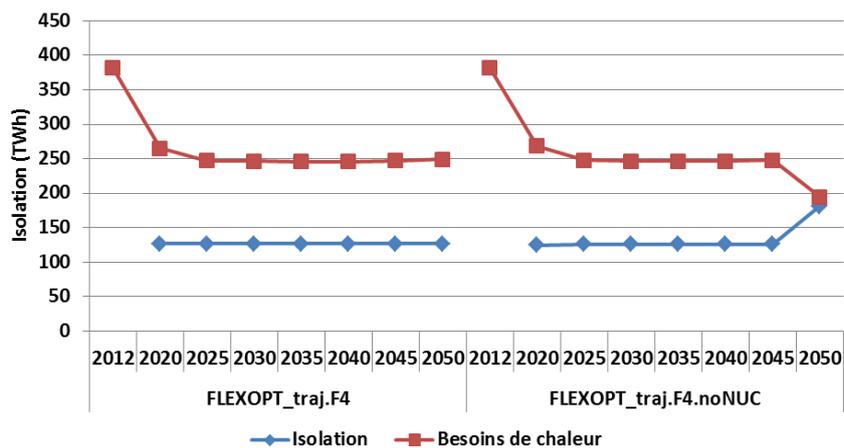
**FIGURE 138 : USAGES DU BOIS-ENERGIE DANS LE SCENARIO « TRAJ.F4.noNUC »**

Pour pallier la disparition des systèmes de chauffage au bois et la disponibilité plus faible du système électrique, la demande d'énergie finale dans les secteurs résidentiel et tertiaire diminue de 30% entre 2045 et 2050 (Figure 139). Cela est le reflet d'une diminution de la demande d'énergie utile de 28% dans le secteur résidentiel en fin de période (diminution des besoins de chaleur de 54 TWh en 5 ans) (Figure

140). Nous rappelons en effet qu'il n'y a pas de contraintes de rythme sur le mécanisme d'isolation dans le cadre de ces premières simulations.



**FIGURE 139 : DEMANDE D'ENERGIE FINALE DES SECTEURS RESIDENTIEL ET TERTIAIRE DANS LES SCENARIOS « FLEXOPT\_TRAJ.F4 » ET « FLEXOPT\_TRAJ.F4.nONUC »**



**FIGURE 140 : UTILISATION DE L'ISOLATION (SECTEURS RESIDENTIEL ET TERTIAIRE) DANS LES SCENARIOS « FLEXOPT\_TRAJ.F4 » ET « FLEXOPT\_TRAJ.F4.nONUC »**

Ce scénario illustre les interactions complexes entre les systèmes d'offre et de demande ainsi que la compétition sur l'usage des ressources permettant de décarboner le système énergétique. Dans ce scénario, la sortie du nucléaire génère un « effet falaise » avec une modification soudaine de l'allocation de la ressource bois-énergie des secteurs résidentiel/tertiaire vers le système électrique. Dans le cas d'une sortie progressive du nucléaire, il est probable que ce phénomène soit davantage lissé.

### 4.3.2 Scénario avec budget carbone

Dans cette section, nous introduisons une variante au scénario « FLEXOPT\_traj.F4 » : la contrainte CO<sub>2</sub> est cette fois-ci exprimée en budget carbone identique à l'aire sous la courbe générée par la trajectoire « facteur 4 ».

En 2030, 79% du budget carbone est consommé, ce qui oblige le système à réduire drastiquement ses émissions sur la période de 20 ans qui suit : à partir de 2035, les émissions sont plus faibles que la limite imposée par la contrainte de trajectoire (Figure 141).

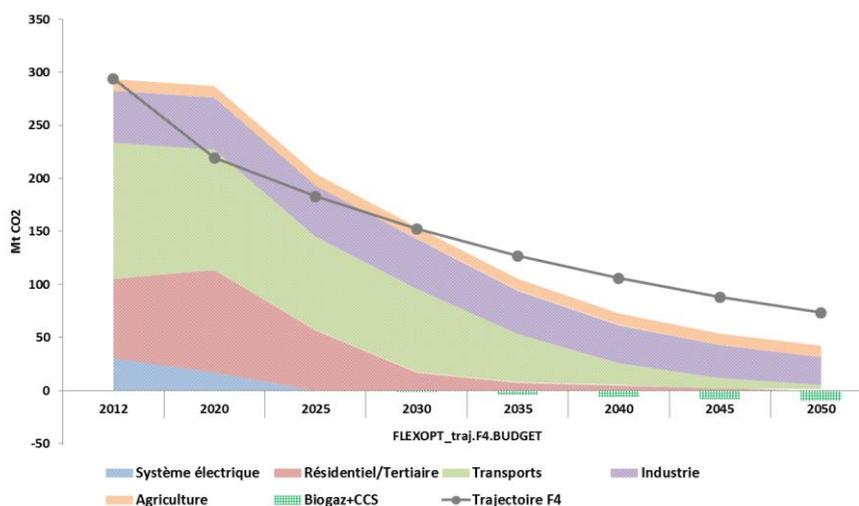


FIGURE 141 : EMISSIONS DE CO<sub>2</sub> DANS LE SCENARIO « FLEXOPT\_TRAJ.F4.BUDGET »

La Figure 142 illustre également le phénomène « overshoot and collapse » engendré par ce scénario : en 2050, la consommation d'énergie finale est 13% plus faible que dans le scénario « FLEXOPT\_traj.F4 » où d'importants efforts de décarbonation ont déjà été consentis. Ainsi, la consommation de produits pétroliers est fortement réduite.

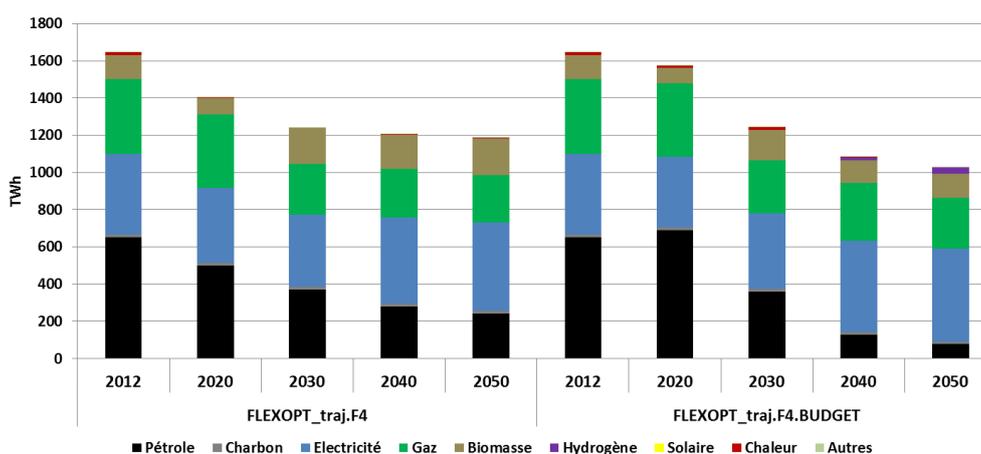
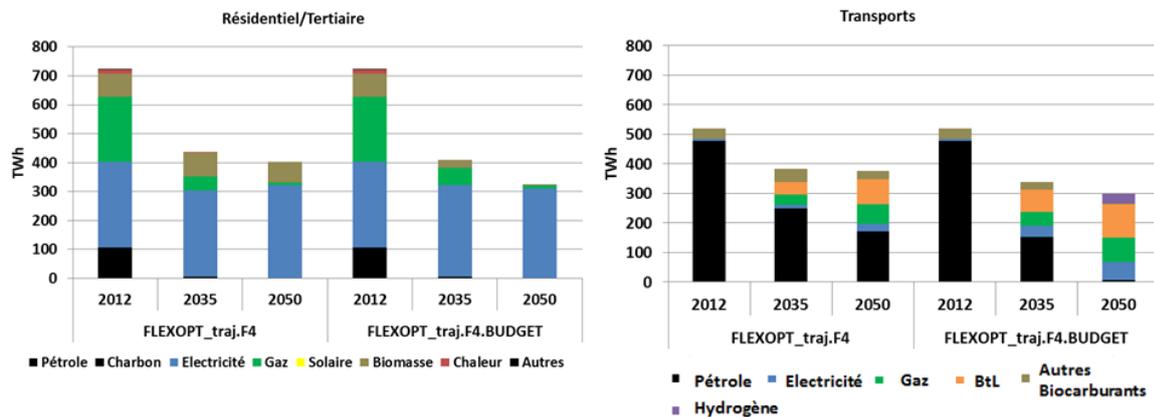
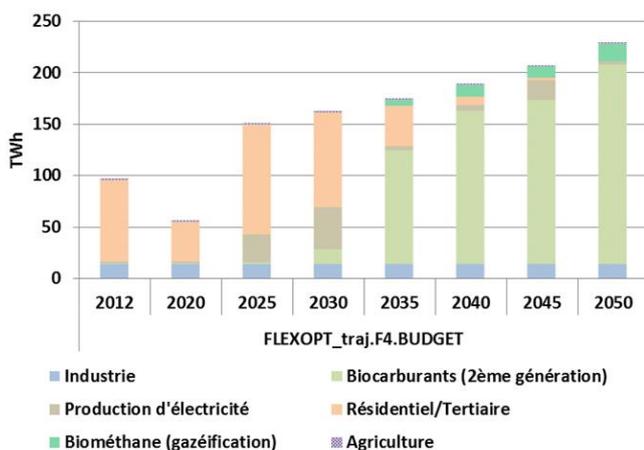


FIGURE 142 : ENERGIE FINALE : SCENARIOS « FLEXOPT\_TRAJ.F4 » ET « FLEXOPT\_TRAJ.F4.BUDGET »

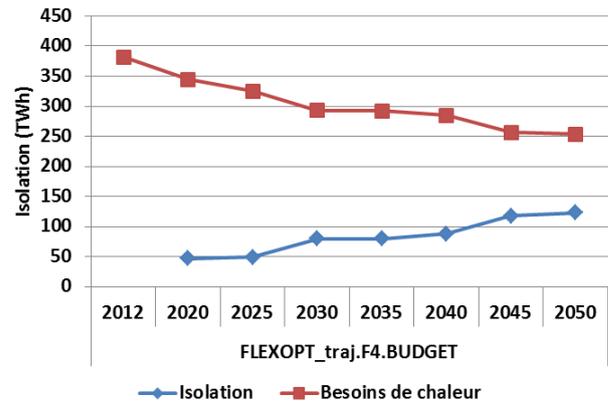
La diminution de la demande d'énergie finale est considérable dans les secteurs résidentiel/tertiaire et des transports entre 2012 et 2050 (évolutions respectives de 55% et 42%) (Figure 143). Dans les secteurs résidentiel et tertiaire, l'isolation permet une nouvelle fois de diminuer les besoins de chaleur (Figure 144). Ainsi, il y a davantage de biomasse disponible pour décarboner les autres secteurs, notamment celui des transports via le procédé « Biomass-to-Liquid » (BTL) (Figure 145). Le vecteur hydrogène apparaît en fin d'horizon (34 TWh en 2050) afin d'alimenter les véhicules particuliers (30% du parc). L'hydrogène est produit par électrolyse.



**FIGURE 143 : MIX D'ENERGIE FINALE PAR SECTEUR DANS LES SCENARIOS « FLEXOPT\_traj.F4 » ET « FLEXOPT\_traj.F4.BUDGET »**

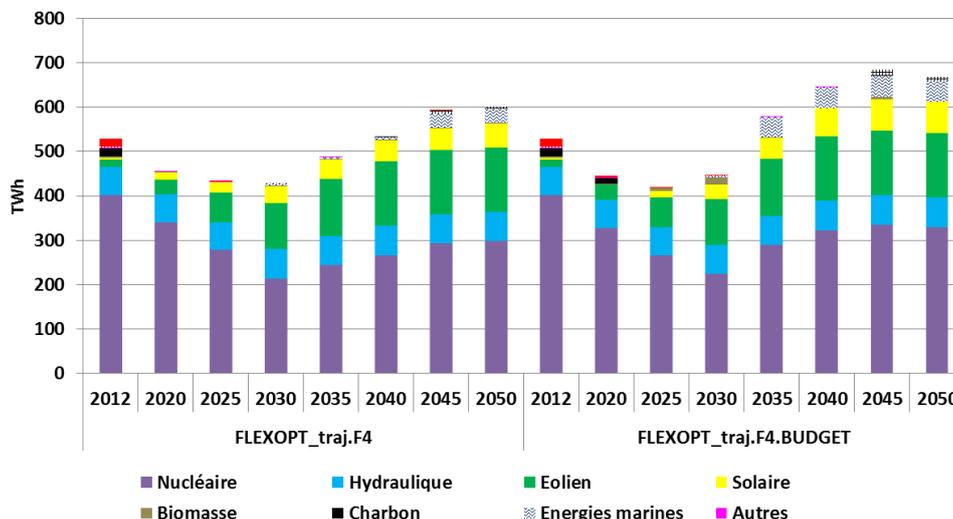


**FIGURE 145 : USAGES DU BOIS-ENERGIE DANS LE SCENARIO « FLEXOPT\_traj.F4.BUDGET »**



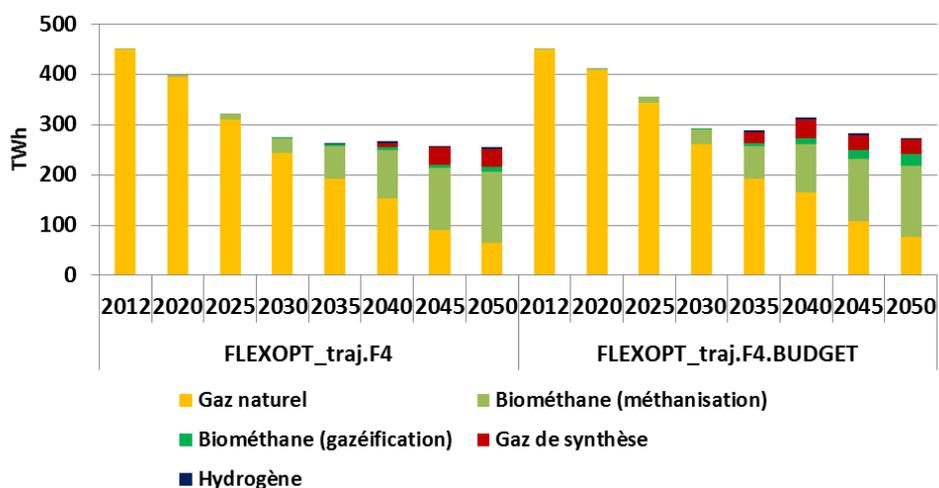
**FIGURE 144 : DEPLOIEMENT DE L'ISOLATION DANS LE SCENARIO « FLEXOPT\_traj.F4.BUDGET »**

La production électrique augmente de 43% entre 2030 et 2040 et est de 668 TWh en 2050 (Figure 146). Pour maintenir ce niveau de production d'électricité, l'équivalent de 10 réacteurs « EPR » est installé entre 2040 et 2050.



**FIGURE 146 : MIX ELECTRIQUE DANS LES SCENARIOS « FLEXOPT\_TRAJ.F4 » ET « FLEXOPT\_TRAJ.F4.BUDGET »**

Les modifications au niveau du mix gaz sont moins visibles. En 2050, la consommation de gaz augmente de 20 TWh comparé au scénario « FLEXOPT\_traj.F4 » (Figure 147).



**FIGURE 147 : MIX GAZ DANS LES SCENARIOS « FLEXOPT\_TRAJ.F4 » ET « FLEXOPT\_TRAJ.F4.BUDGET »**

Ce scénario montre les efforts considérables à consentir lorsque la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> n'est pas anticipée. Les rythmes consentis entre 2030 et 2050 dans les différents secteurs pour réaliser cette décarbonation sont très élevés. Ainsi, des contraintes de rythmes devront être réévaluées ou ajoutées pour observer des dynamiques d'évolution plus réalistes.

### Compétition entre biométhane issu de la gazéification et BtL

Dans le scénario « traj.F4.BUDGET », le développement du biométhane issu de la gazéification est limité par une contrainte de rythme de déploiement issue du « scénario A » des opérateurs de réseau (GRTgaz et al., 2017) (1.2 TWh supplémentaires par an). La Figure 145 a mis en exergue une compétition potentielle avec la production de carburants de synthèse par le BtL. Le scénario « FLEXOPT\_traj.F4.BUDGET.BIO » montre que l'utilisation du bois-énergie pour la production de biométhane est supérieure lorsque cette contrainte est relâchée (Figure 148). Le volume de production de gaz augmente alors de 25 TWh en 2050 par rapport au scénario « FLEXOPT\_traj.F4.BUDGET » (Figure 149).

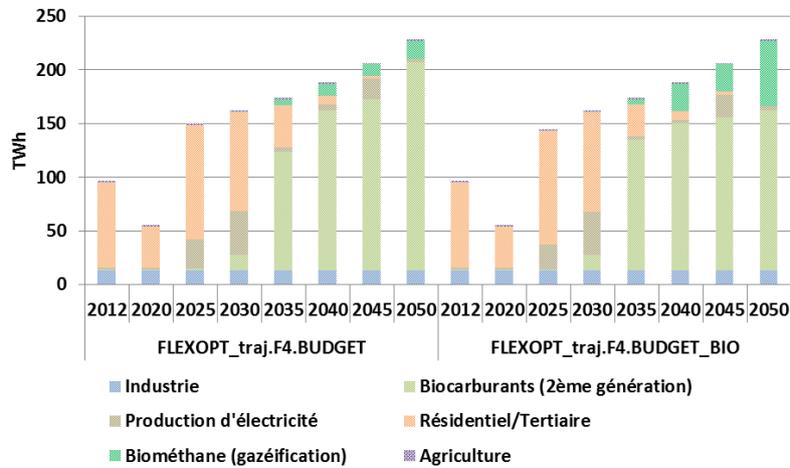


FIGURE 148 : UTILISATION DU BOIS-ENERGIE DANS LES SCENARIOS « FLEXOPT\_TRAJ.F4.BUDGET » ET « FLEXOPT\_TRAJ.F4.BUDGET.BIO »

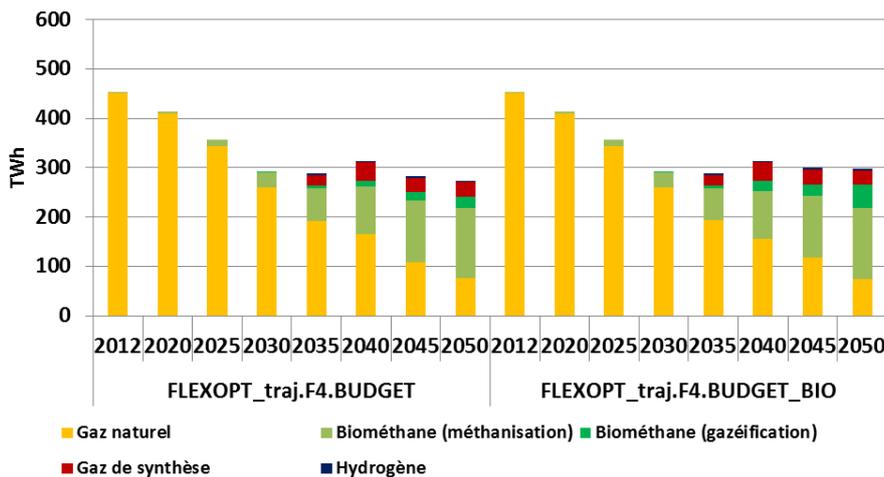


FIGURE 149 : MIX GAZ DANS LES SCENARIOS « FLEXOPT\_TRAJ.F4.BUDGET » ET « FLEXOPT\_TRAJ.F4.BUDGET.BIO »

## 4.4 Intégration de possibilités de substitutions technologiques dans l'industrie

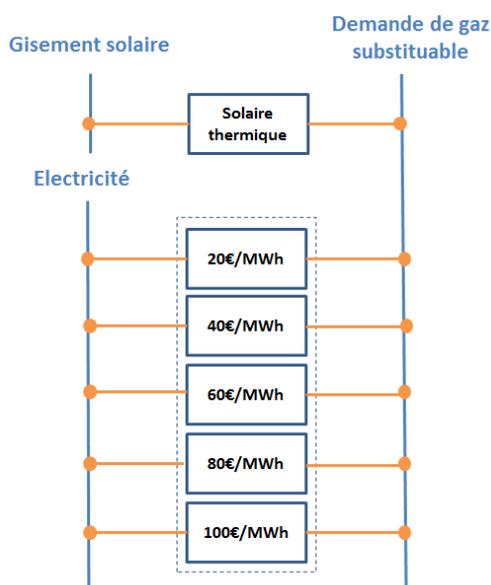
### 4.4.1 Hypothèses de modélisation

Dans cette variante, nous autorisons des substitutions technologiques dans le secteur de l'industrie afin de fournir des flexibilités supplémentaires au modèle et évaluer le scénario de décarbonation présenté dans la section précédente dans ce nouveau contexte.

Ainsi, nous introduisons la possibilité pour le modèle de substituer une part de la demande de gaz par une filière solaire thermique (Figure 150). Nous considérons un gisement maximal de 14 TWh en 2050, sur la base d'un rythme d'installation maximal de 900<sup>96</sup> milliers de m<sup>2</sup> supplémentaires/an et d'une production<sup>97</sup> de 500 kWh/m<sup>2</sup>/an (I Care & Consult, 2017). Le coût variable considéré correspond à un coût de la chaleur livrée de 210 €/MWh composé des éléments suivants :

- Une estimation d'un coût de la chaleur produite s'élevant à 160 €/MWh (I Care & Consult, 2017)
- Un coût de transport par réseau de chaleur de 50 €/MWh (AMORCE, 2016)

Par ailleurs, nous introduisons la possibilité d'une électrification de 30% de la demande de gaz (52 TWh) à partir de 2025. Ce volume substituable est divisé en 5 paliers de 10.4 TWh utilisables à des coûts d'opportunité compris entre 20 €/MWh et 100 €/MWh (Figure 150).



**FIGURE 150 : MODELISATION DES SUBSTITUTIONS TECHNOLOGIQUES DANS L'INDUSTRIE DANS LE MODELE TIMES-FR-FLEXOPT**

<sup>96</sup> Rythme maximal défini dans la PPE fixant des objectifs à l'horizon 2023.

<sup>97</sup> Le productible d'un Chauffe-Eau Solaire Collectif (CESC) est estimé à 450 kWh/m<sup>2</sup>/an en Ile-de-France et de 600 kWh/m<sup>2</sup>/an en Provence-Alpes-Côte-d'Azur. (I Care & Consult, 2017)

#### 4.4.2 Résultats

Dans le cas où des substitutions sont possibles (scénario « FLEXOPT\_traj.F4\_IND »), la demande d'électricité dans l'industrie est supérieure à la demande de gaz en fin d'horizon (Figure 151). Les gisements à 20, 40 et 60€/MWh sont utilisés au maximum de leur potentiel dès 2035. Ils sont complétés par le gisement à 80€/MWh à partir de 2040. En 2050, tous les gisements sont mobilisés.

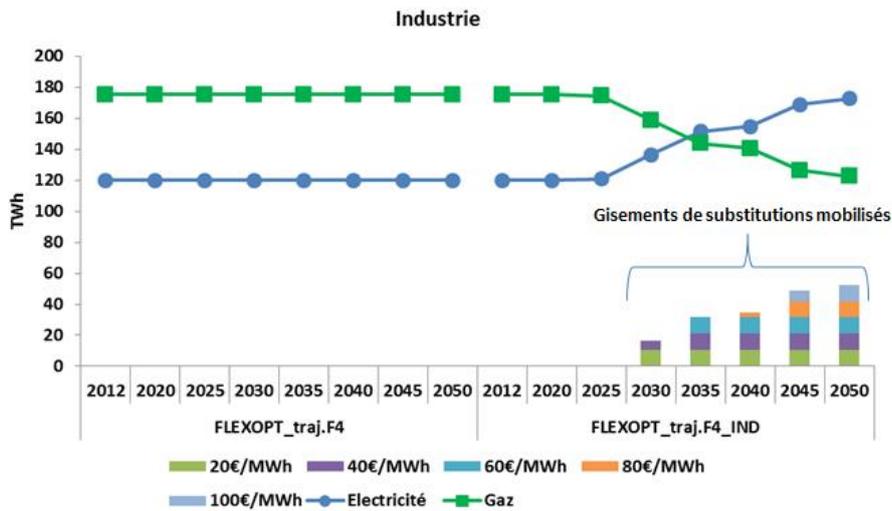


FIGURE 151 : SUBSTITUTIONS GAZ/ELECTRICITE DANS LE SECTEUR DE L'INDUSTRIE DANS LE SCENARIO « FLEXOPT\_TRAJ.F4\_IND »

La figure ci-dessous indique les différences de mix gaz et électrique entre le scénario « FLEXOPT\_Traj.F4\_IND » et « FLEXOPT\_Traj.F4 ». La différence de production du mix électrique est le reflet des effets combinés de l'utilisation de l'électricité pour les usages de l'industrie et de la diminution de la production de gaz de synthèse qui en résulte. (Figure 152).

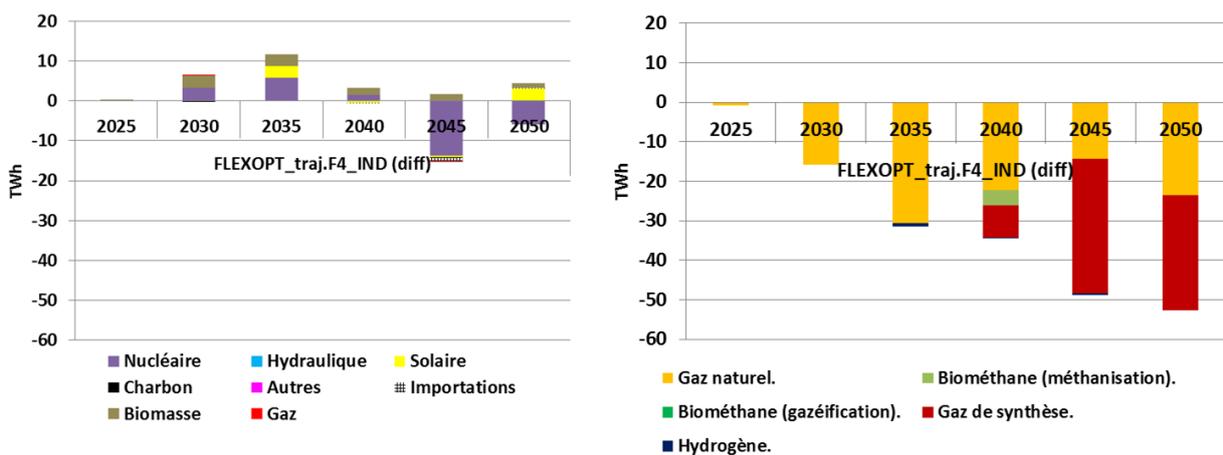
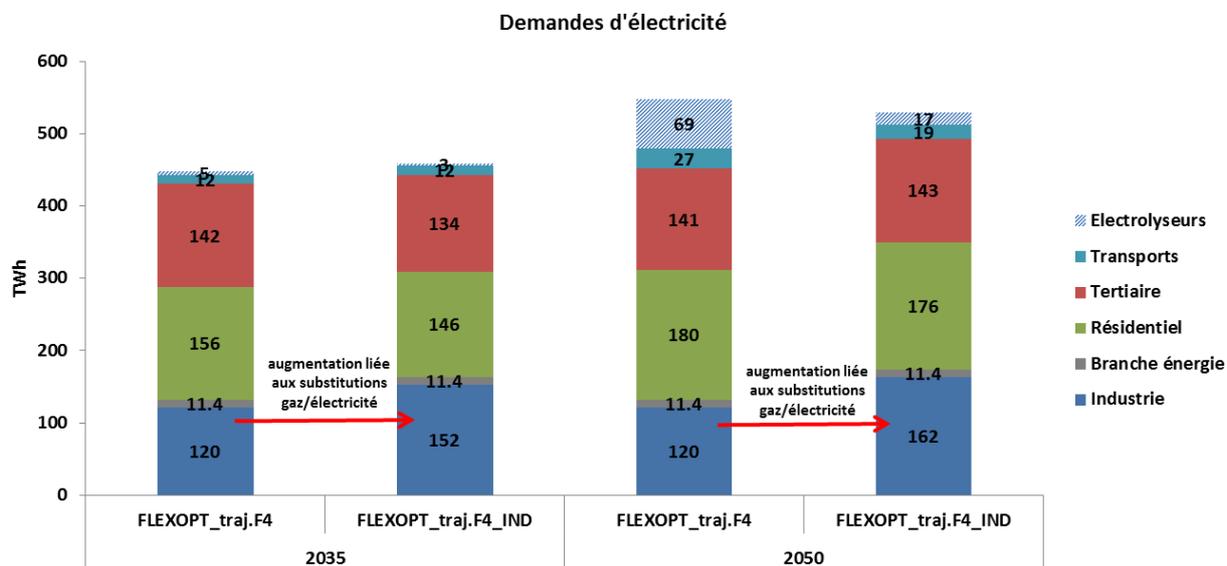


FIGURE 152 : DIFFERENCES DE MIX GAZ ET ELECTRIQUE DANS LES SCENARIOS « FLEXOPT\_TRAJ.F4 » ET « FLEXOPT\_TRAJ.F4\_IND »

L'analyse des demandes d'électricité par usage permet de comprendre les effets des substitutions gaz/électricité réalisées dans l'industrie (Figure 153). La diminution de la demande de gaz de synthèse entraîne une diminution voire une suppression de la demande d'électricité pour alimenter les électrolyseurs, ce qui contredit de fait la hausse de production d'électricité.



**FIGURE 153 : DEMANDES D'ELECTRICITE : SCENARIOS « FLEXOPT\_TRAJ.F4 » ET « FLEXOPT\_TRAJ.F4\_IND »**

## 5 Conclusions et perspectives

Dans ce chapitre, nous avons présenté les caractéristiques du modèle TIMES-FR-FLEXOPT développé afin d'évaluer les substitutions technologiques au sein des systèmes de demande sur le long terme en tenant compte des dynamiques de demande intra-journalières. L'apport de ce travail consiste ainsi en la désagrégation par usages des demandes de services énergétiques au pas horaire, et de la prise en compte des appels de puissance intra-journalier des systèmes de demande (profils de chauffage, charge des véhicules électriques). Cela permet de comprendre le rôle des usages dans la formation des courbes de demande finale pour chaque vecteur.

Des simulations ont ensuite été présentées afin d'initier la discussion sur les positionnements possibles des vecteurs avec une vision systémique et des hypothèses chiffrées.

Elles devront être complétées dans les travaux futurs via la définition de contraintes additionnelles, notamment afin de restituer des rythmes de diffusion plus réalistes (vitesse de déploiement de l'isolation, des systèmes de chauffage...) ou de décrire les caractéristiques techniques et économiques de procédés tels que les poids lourds électriques pour lesquels la bibliographie reste limitée.

Malgré ces simplifications, ce travail a permis d'illustrer les interactions complexes entre les systèmes d'offre et de demande :

- Cas de la sortie du nucléaire en 2050 (scénario « FLEXOPT\_traj.F4.noNUC ») : ce scénario génère un « effet falaise » avec une modification soudaine de l'allocation de la ressource bois-énergie des secteurs résidentiel/tertiaire vers le système électrique.
- Dans le cas où on considère un budget carbone (scénario « FLEXOPT\_traj.F4.BUDGET »), nous observons un phénomène « overshoot and collapse » qui engendre des modifications considérables des systèmes d'offre et de demande en fin d'horizon.
- Cas où des substitutions du gaz vers l'électricité sont autorisées pour les systèmes de demande dans l'industrie (scénario « FLEXOPT\_traj.F4.IND ») : la production d'électricité n'augmente pas en raison de la diminution de la production de gaz de synthèse.

En outre, nous avons identifié les axes d'amélioration suivants pour cet exercice de modélisation prospective :

- Une désagrégation accrue de la demande (mobilité courte/longue distance, logements individuels/collectifs, différenciation des branches du tertiaire...) permettrait de contraindre finement les vitesses de substitutions et ainsi d'observer un positionnement des vecteurs plus réaliste.
- Une modélisation fine des usages dans le secteur de l'industrie permettrait d'enrichir l'analyse des positionnements optimaux des vecteurs.
- Une analyse des coûts induits sur les infrastructures sera à évaluer en cas de substitution entre les vecteurs énergétiques à des niveaux conséquents.
- Les résultats pourront être confrontés à des scénarios intégrant l'élasticité de la demande de services afin d'identifier dans quel secteurs une réduction des besoins est consentie pour respecter les contraintes.

# Conclusion générale et perspectives

## 1 Résumé du travail réalisé et des résultats obtenus

Les objectifs de la transition énergétique en France sont porteurs d'ambitions fortes pour la transformation des systèmes gaz et électrique : le volume de consommation actuel de chacun de ces deux vecteurs est considérable (environ 450 TWh) et la durée de vie des infrastructures associées également (environ 50 ans).

Cela a notamment conduit à l'expérimentation et au développement de plusieurs nouvelles filières en France au cours de la dernière décennie. Au sein du système gaz, la production de biométhane par méthanisation suit une croissance importante. La production de biométhane par gazéification de la biomasse est aussi envisagée pour fournir du gaz décarboné. Par ailleurs, l'offre de gaz renouvelable pourrait être complétée par la filière « Power-to-Gas ».

Dans ce travail, nous avons analysé dans quels contextes ces filières pourraient se développer et quelles seraient leurs perspectives de compétition/coopération. Ces questions complexes qui soulèvent des enjeux de long terme sont essentielles pour éclairer les choix technologiques à réaliser par les acteurs de l'énergie et les pouvoirs publics.

Pour apporter des éléments de réponse à ces problématiques, nous avons adopté une démarche prospective afin d'explorer un champ de futurs possibles, ainsi qu'un recours à la modélisation mathématique afin de réaliser des analyses quantitatives assorties d'une vision systémique de l'ensemble des procédés.

Ainsi, le modèle TIMES-FR-GAZEL a été développé. Il permet d'analyser des planifications optimales des investissements pour les systèmes gaz et électrique français répondant à des trajectoires de demandes finales à l'horizon 2050. Les enjeux de flexibilité pour ces systèmes ont motivé une modélisation tenant compte de la cohérence des équilibres offre-demande. Pour ce faire, les demandes finales ont été ventilées sur 576 pas de temps afin de capter les variations saisonnières, hebdomadaires et intra-journalières.

L'exercice de prospective que nous avons mené à l'aide de ce modèle a consisté en la définition d'une configuration « pivot » autour de laquelle des variations ont été opérées concernant les disponibilités des technologies, les stratégies de décarbonation et le niveau de demande. Ce travail a permis de mettre en lumière plusieurs mécanismes et enjeux remarquables pour les systèmes gaz et électrique.

Pour décarboner le système gaz, le biométhane issu de la filière méthanisation a été utilisé en priorité. Son rôle a été prépondérant puisque le volume d'injection a atteint 106 TWh en 2050 dans notre configuration « pivot », soit 35% de la consommation de gaz d'après le scénario de demande que nous avons défini. Le biométhane issu de la gazéification de la biomasse a également été utilisé, mais sa part dans la consommation de gaz est restée faible (3% dans la configuration « pivot ») en raison de la contrainte de rythme d'injection considérée. En revanche, le gisement technique en 2050 est élevé (138 TWh), donc sa participation s'est révélée plus importante pour les variantes dans lesquelles nous avons relâché cette contrainte de rythme.

En parallèle, la synergie entre production de biométhane et filières CCS/CCU a été mise en évidence. Le stockage souterrain du CO<sub>2</sub> coproduit lors de l'épuration du biogaz et en excès après méthanation du syngas contribue fortement aux objectifs de décarbonation en raison du décompte d'émissions négatives. Ainsi, la contrainte de rythme d'installation des sites de stockage souterrain a été saturée, ce qui représente un volume annuel de CO<sub>2</sub> stocké de 10 000 kt/an en 2050.

L'intérêt de la valorisation du CO<sub>2</sub> pour la production de méthane de synthèse par du Power-to-Gas a été mis en exergue, car cela permet de produire du gaz décarboné issu d'une coopération entre les filières « gaz renouvelable ».

Cependant, la production de méthane de synthèse a été uniquement motivée par la nécessité de décarboner le système gaz dans nos scénarios, notamment lorsque la disponibilité du biométhane et du CCS n'étaient pas suffisantes vis-à-vis des trajectoires de décarbonation définies. Un tel positionnement du PtG a provoqué une forte sollicitation des moyens de production d'électricité. A noter que nos scénarios n'ont pas engendré de surplus chroniques de production d'électricité afin de motiver des investissements dans des procédés d'électrolyse et de méthanation.

Au-delà des équilibres pluriannuels, nous avons ensuite démontré l'intérêt du modèle développé en mettant en évidence les dynamiques d'équilibre offre-demande. Les bénéfices liés au stockage de gaz pour maximiser les facteurs de charge des installations de gaz renouvelable ont été explicités aux échelles saisonnière et intra-journalière. Par ailleurs, nous avons mis en évidence le phénomène de rebours du biométhane du réseau de distribution vers le réseau de transport, ainsi que des arbitrages potentiels à réaliser entre utilisation du rebours et flexibilité de la production de biométhane.

Enfin, nous avons introduit la possibilité d'un ajustement de la demande sur le long terme via le paramétrage d'élasticités prix-demande. Cela a induit une diminution notable des volumes de consommation de gaz jusqu'à 263 TWh en 2050, soit la limite paramétrée.

Dans l'optique d'investiguer davantage les mécanismes sous-jacents à la modification des demandes finales, nous avons développé le modèle TIMES-FR-FLEXOPT qui autorise cette fois-ci les substitutions technologiques pour satisfaire des demandes de services énergétiques. Outre l'intégration de vecteurs énergétiques supplémentaires (hydrogène, chaleur), l'apport de ce travail consiste notamment en la définition des demandes de chaleur et de mobilité à une échelle intra-journalière et ainsi de capter les possibilités de flexibilité des systèmes de demande (chauffe-eau, véhicule électrique).

## 2 Principaux enseignements des exercices de modélisation prospective

Ces modélisations ont montré l'intérêt de considérer conjointement les systèmes gaz et électrique pour analyser leurs interactions long terme. Envisager des scénarios de demande communs gaz/électricité bâtis sur des jeux d'hypothèses cohérents permettrait de réaliser une analyse plus circonstanciée des demandes auxquelles doivent répondre les vecteurs gaz et électricité. Le protocole de coopération entre GRTgaz et RTE établi en 2017 visant notamment à développer des outils de modélisation multi-énergies est une initiative qui va dans le sens de cette recommandation.

Les études prospectives réalisées montrent aussi la nécessité d'envisager des modélisations conjointes multi-vecteurs qui s'attachent à évaluer la flexibilité des systèmes de demande et des offres d'énergies renouvelables associées.

L'observation générale qui émerge de ces résultats concerne également la problématique des rythmes de déploiement des technologies pour parvenir aux objectifs de 2050. Tout d'abord, les trajectoires de décarbonation fixées pour atteindre ces objectifs influencent notablement les résultats obtenus en terme de déploiement des technologies.

De plus, les limites que l'on fixe pour le rythme de déploiement de chaque technologie ont un rôle prépondérant car ils conditionnent l'inertie des systèmes et donc les résultats obtenus par les optimisations réalisées, *a fortiori* dans le cas de trajectoires de décarbonation ambitieuses.

Ainsi, nous avons constaté que les rythmes de déploiement des filières doivent être en adéquation avec les objectifs de trajectoire de décarbonation définis afin d'éviter le recours aux importations d'énergie ou aux technologies les plus onéreuses pour respecter les contraintes définies.

En outre, il conviendrait d'évaluer les conditions de faisabilité de ces rythmes d'investissement (capacités de financement, mobilisation des filières industrielles).

### 3 Limites des études et perspectives de recherche

Les exercices de modélisation prospective que nous avons réalisés présentent par définition des limites qui doivent être explicitées afin de rendre davantage intelligibles les résultats obtenus.

Un premier point d'intérêt concerne les échanges de gaz et d'électricité. La possibilité d'importer uniquement du gaz composé à 100% de gaz naturel est une hypothèse forte des modèles développés dans le cadre de cette thèse. La prise en compte d'objectifs ou de scénarios d'injection d'hydrogène et de biométhane des pays voisins permettrait d'introduire des variantes aux analyses que nous avons réalisées. Du côté du système électrique, la modélisation des interconnexions pourrait être améliorée afin de proposer une alternative à l'hypothèse de flexibilité parfaite avec laquelle nous avons travaillé. Ce travail a été initié dans le cadre d'une thèse encadrée par le CMA.

Concernant les systèmes gaz et électrique, le dimensionnement des moyens de production dans les modèles TIMES que nous avons développés est réalisé sur la base de demandes et de facteurs de charge moyennés. Il conviendrait d'évaluer si les capacités installées issues de la planification optimale des investissements du modèle permettent de réaliser un équilibre offre-demande au pas horaire, ceci à l'aide d'un modèle de type « unit commitment » comme ANTARES, actuellement utilisé par les gestionnaires de réseau de transport. Ainsi, la thermosensibilité de la demande et la variabilité des profils de production renouvelables pourraient être pris en compte.

Dans ce contexte, l'évaluation de l'impact de moyens de flexibilité intra-journaliers supplémentaires comme les batteries ou le mécanisme de Demand-Response sur les capacités installées de production constituerait un axe d'amélioration pertinent pour la suite de ce travail.

Par ailleurs, les modélisations réalisées pourraient être étendues à des échelles régionales, afin de prendre en compte des profils de consommation distincts suivant les secteurs dominants (industrie, résidentiel/tertiaire). Cela permettrait en particulier d'appréhender les phénomènes de rebours et d'injections avec davantage de précision.

Enfin, la réalisation d'un modèle multi-régions permettrait de prendre en compte la spatialité dans l'étude du positionnement des vecteurs, ce qui constituerait un élément judicieux pour évaluer les adaptations nécessaires des réseaux et de leurs infrastructures.

# Annexes

## Annexes du chapitre 1

### Revue des projets pilotes de production d'hydrogène et de méthane de synthèse par du Power-to-Gas

Année	Titre	Référence	Référence tableau
2017	Power to Gas projects review : Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO2	(Bailera et al., 2017)	1
2016	Screening of power to gas projects	(Vartiainen, 2016)	2
2014	Power to Gas – eine Systemanalyse	(Energie Institut, 2014)	3
2014	Power-to-Gas ( PtG ) in transport Status quo and perspectives for development	(Landing & Schmidt, 2014)	4

**TABLEAU 39 : REVUES DES PROJETS PILOTES DE PRODUCTION D'HYDROGENE ET DE METHANE DE SYNTHESE PAR DU POWER-TO-GAS**

“PO : production d’électricité” ; “GR : injection réseau” ; “MOB : mobilité”, “IND : Industrie”, “OTH : Autres”

Location	Project Name	Start	Product	PO	GR	MOB	IND	OTH	Type	Cap (MWe)	Ref
France	Jupiter 1000	2012	H2, CH4		1				AL, PEM	1	(Jupiter 1000, 2018)
	GRHYD	2013	H2		1	1			PEM	NC	(GRHYD, 2018)
	MYRTE	2013	H2	1					PEM	0.2	(SMARTGRIDS - CRE, 2013)
	HYCABIOME	2016	CH4		1				NC	NC	(SOLAGRO, 2018)
	Hyway	2016	H2			1	1		AL	NC	(TENERRDIS, 2018b)
	Hygreen Provence	2018	H2			1			NC	NC	(Capenergies, 2018)
	Minerve	2018	CH4			1			PEM	0.012	(AFUL, 2018)
	Themis	2014	H2					1	NC	NC	(TENERRDIS, 2018c)
	DEMETER	2012-	CH4						SOEC	NC	(ANR, 2012)

		2015									
	Fidelhyo	2018	H2						SOEC	NC	(TENERRDIS, 2018a)
<b>Germany</b>	WindGas - Falkenhagen	2013	H2		1				AL	2	1
	STORE & GO - Falkenhagen	2015-2019	CH4		1				AL	2	1
	CO2 SNG	2015	CH4		1				PEM	NC	1
	HELMETH	2014-2017	CH4		1				SOEC	0.015	1
	Audi e-gas	2013	CH4		1	1			AL	6.3	2
	BioPower2Gas	2013-2016	CH4		1				PEM	0.4	1
	MicroPyros	2014-2017	CH4					1	NC	NC	2
	Energiepark Mainz	2015	H2		1	1	1		PEM	6	2
	Prenzlau	2011	H2	1	1				AL	0.5	1
	WindGas Hamburg	2015	H2		1				PEM	1.5	2
	Thüga	2014	H2		1				PEM	0.3	(Thüga, 2018)
	HafenCity	2012	H2			1			NC	0.12	4
	EnbW	2013	H2			1			NC	0.3	4
	Hassfurt	2016	H2		1				PEM	1.2	(DENA, 2018)
	Reussenköge	2015	H2	1					PEM	0.2	2
	Ibbenbüren	2015	H2		1				PEM	0.15	2
	H2Herten	2013	H2	1		1			AL	0.28	2
	Frankfurt am Main	2014	H2		1				PEM	0.325	2
	H2Move	2013	H2			1			PEM	0.016	2
	H2BER	2014	H2	1	1	1			AL	0.5	2
	RH2-WKA	2009	H2	1	1				AL	1	1
	Stralsund	active	H2	1					AL	0.02	1
HYPOS	planned	H2			1	1		NC	NC	2	
Cottbus	2012	H2	1					NC	0.145	2	
<b>Denmark</b>	P2G-BioCat project	2014	CH4		1				AL	1	1
	SYNFUEL	2015	CH4			1			NC	NC	1
	El upgraded biogas	2013	CH4						SOEC	0.04	1
	SYMBIO	2013	CH4						NC	NC	1
	Vestekov	2007	H2	1					NC	NC	2
<b>Spain</b>	RENOVAGAS	2014	CH4	1	1				AL	NC	1
	ITHER	2010	H2			1			AL	NC	2
	Hidráulica	2007	H2	1					PEM	0.06	2
	Sotavento	2009	H2	1					AL	NC	2
	HyFLEET:CUTE	2006	H2			1			AL	NC	2
<b>Belgium</b>	DonQuichote	2015	H2	1					AL + PEM	0.15	3

<b>China</b>	Hebei	planned	H2					1	AL	4	2
<b>Iceland</b>	ECTOS	2001	H2			1			NC	NC	2
<b>Italy</b>	STORE & GO - Troia	2015	CH4		1				NC	0.2	1
	INGRID	2012	H2	1	1	1	1		AL	1.1	2
<b>New Zealand</b>	HyLink	2001	H2	1					PEM	0.113	2
<b>Norway</b>	Utsira	2004	H2					1	AL	0.05	2
	Wind Hydrogen plant Utsira	2004	H2					1	AL	0.05	2
<b>Poland</b>	CO2-SNG	2014	CH4						NC	NC	1
<b>Sweden</b>	CUTE	2003	H2			1			AL	0.4	2
<b>Switzerland</b>	STORE & GO - Solothurn	2015	CH4		1				NC	0.7	1
<b>Netherlands</b>	Ameland	2009	H2		1				NC	0.4	2
	DNV GL	2013	CH4		1				PEM	NC	1
	HyFLEET:CUTE	2003	H2			1			AL	NC	2
<b>UK</b>	Levenmouth	2016	H2	1		1			PEM	0.25	(BGH, 2018)
	HARI	2001	H2	1					AL	0.4	2
<b>USA</b>	Schatz Solar Hydrogen Project	1991	H2	1					NC	0.006	3
	Wind2H2	2003	H2	1		1			AL /PEM	0.033 / 0.07	3

**TABLEAU 40 : PROJETS PILOTES PTG**

## Annexes du chapitre 2

### Hypothèses de prix des énergies

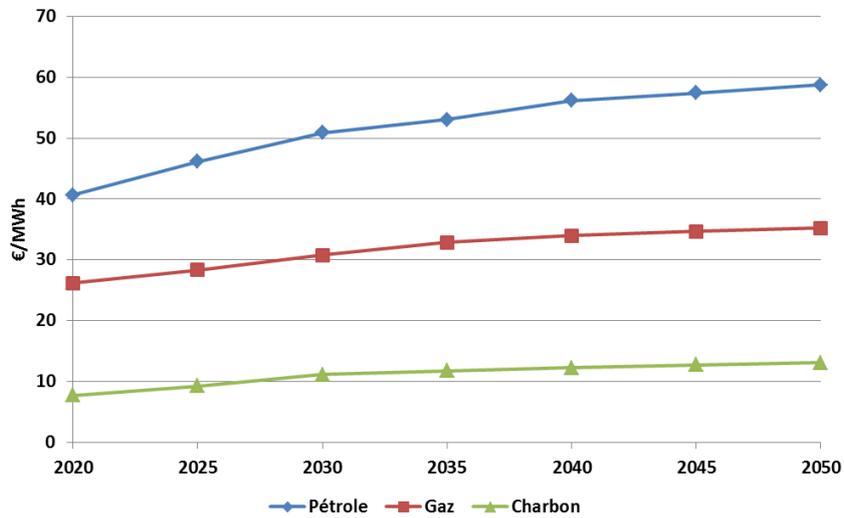


FIGURE 154 : HYPOTHESES DE PRIX DES ENERGIES  
(European Commission, 2016)

### Coûts des technologies pour la production d'électricité

CAPEX (€/kW)					
	2020	2030	2040	2050	
<b>Nucléaire</b>					
Existant	/	/	/	/	
Prolongation du nucléaire existant (20 ans)	488	488	488	488	Thèse V.Krakowski
Nucléaire de 3ème génération	5315	4518	3987	3745	WEO 2016
Nucléaire de 4ème génération	/	/	7773	6500	
<b>Charbon</b>					
Charbon TAV	1506	1506	1506	1506	WEO 2016
Charbon TAV+CCS	4872	4430	4252	4252	
Charbon IGCC	2215	2082	2038	2038	
Charbon IGCC+CCS	5183	4651	4385	4385	
<b>Fioul</b>					
TAV	1671	1635	1619	1603	
TAC	775	775	775	775	
<b>Gaz</b>					
Turbine à gaz	443	443	443	443	
Cycle combiné gaz	886	886	886	886	
Cycle combiné gaz CCS	2746	2481	2348	2348	
<b>Biomasse</b>					

TAV	2082	2038	1993	1970
TAV HT	1743	1706	1669	1650
Biomasse IGCC	2489	2295	2236	2226
Biomasse IGCC+CCS	6300	5727	5498	5498
<b>Eolien</b>				
Eolien terrestre	1577	1524	1488	1471
Eolien en mer	3411	2835	2569	2539
<b>Solaire</b>				
PV en toiture	1134	957	868	858
Centrale PV au sol	921	762	691	683
<b>Energies marines</b>				
Houlomoteur	5891	4119	3056	3021
Hydrolien	6692	4679	3472	3431
<b>Autres</b>				
Barrage hydraulique	2348	2348	2348	2320
Géothermie	2481	2392	2303	2276

**TABLEAU 41 : COÛTS D'INVESTISSEMENT DES TECHNOLOGIES DE PRODUCTION D'ELECTRICITE**

### Caractéristiques technico-économiques des procédés de la filière Power-to-Gas

€/kW	CAPEX		
	2015	2030	2050
Electrolyseur	1100	500	300
Méthaneur	2500	320	170
Mélange-injection	140	140	100
Ingénierie et environnement <sup>98</sup>	2300	380	280
Electrolyseur	1867	627	393
Méthaneur	3267	447	263
Mélange-injection	907	267	193
	OPEX		
% CAPEX	2015	2030	2050
Electrolyseur	0.05	0.05	0.05
Méthaneur	0.1	0.1	0.1
	Rendement		
Electrolyseur	0.65	0.7	0.8

**TABLEAU 42 : CARACTERISTIQUES TECHNICO-ECONOMIQUES RETENUES POUR LA FILIERE PTG (STAGE GRTGAZ, DUMAS, 2014)**

<sup>98</sup> On considère que ces coûts sont équitablement répartis sur les trois composants électrolyseur / méthaneur / mélange-injection.

## Facteur de charge des moyens de production renouvelables

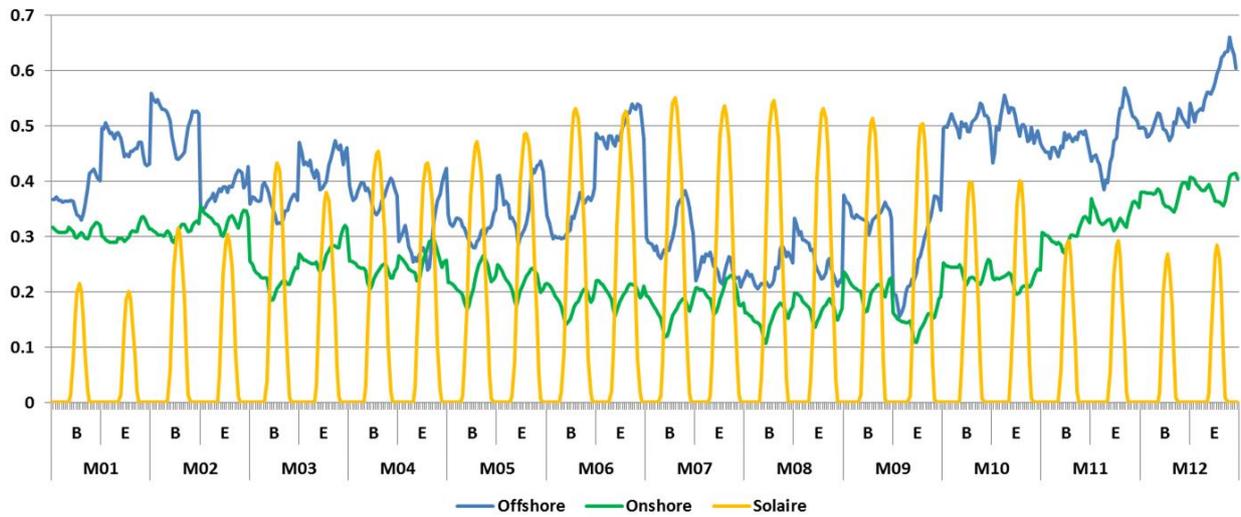


FIGURE 155 : FACTEUR DE CHARGE DES MOYENS DE PRODUCTION RENOUVELABLES

## Scénario de demande RTE

- Scénarios « BP 2014 » : horizon 2030
- Scénarios « BP 2017 » : horizon 2035

Les tendances ont été prolongées jusqu'en 2050.

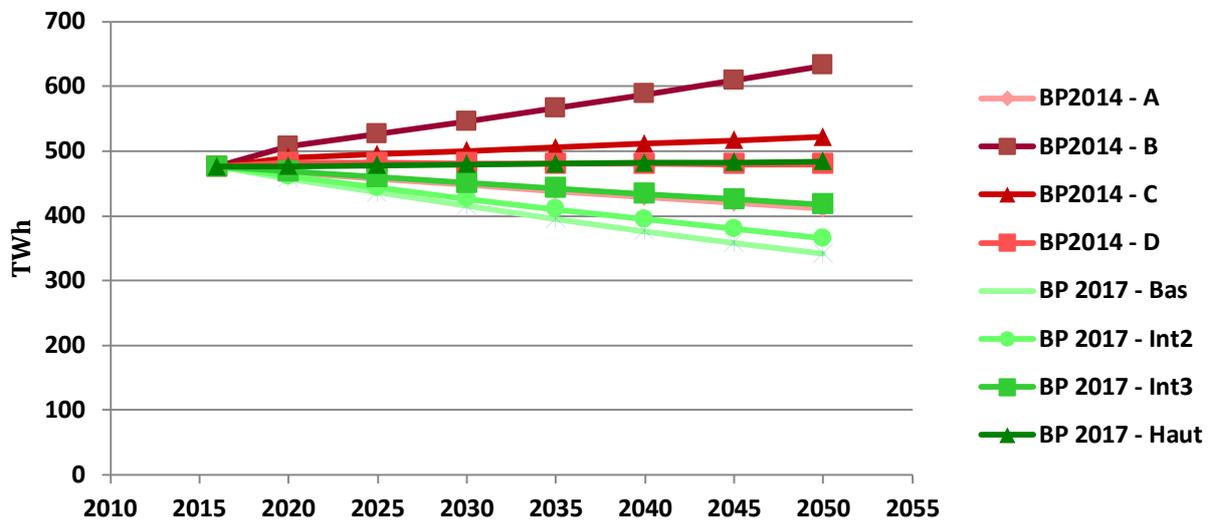


FIGURE 156 : SCENARIOS D'EVOLUTION DE LA DEMANDE D'ELECTRICITE DES BILANS PREVISIONNELS 2014 ET 2017 DE RTE

# Références bibliographiques

- Academie des Technologies. (2016). *Le biogaz*. Retrieved from <https://www.academie-technologies.fr/blog/categories/rapports/posts/le-biogaz>
- ADEME. (n.d.). La cuisson professionnelle. Retrieved February 25, 2017, from <http://www.ademe.fr/en/expertises/batiment/passer-a-laction/elements-dequipement/dossier/usages-professionnels/cuisson-professionnelle>
- ADEME. (2009). *Le Fonds Chaleur en bref – Ademe*. Retrieved from <https://www.ademe.fr/expertises/energies-renouvelables-enr-production-reseaux-stockage/passer-a-laction/produire-chaleur/fonds-chaleur-bref>
- ADEME. (2013a). *Chiffres clés du bâtiment*.
- ADEME. (2013b). *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation*.
- ADEME. (2013c). *Exercice de prospective de l'ADEME « Vision 2030-2050 » - Document Technique*.
- ADEME. (2014a). *Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire*. Retrieved from <http://www.grtgaz.com/fileadmin/engagements/documents/fr/Power-to-Gas-etude-ADEME-GRTgaz-GrDF-complete.pdf>
- ADEME. (2014b). *Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire - synthèse*.
- ADEME. (2016a). Contraintes techniques et économiques des différents types de transport pour la biomasse bois.
- ADEME. (2016b). *Vabhyogaz 3 : Valorisation du biogaz en hydrogène*.
- ADEME. (2017). *Un mix électrique 100% ENR en 2050. Quelles opportunités pour décarboner les systèmes gaz et chaleur ?*
- ADEME. (2018a). Les principes de la pyrolyse et gazéification – Ademe. Retrieved January 24, 2019, from <https://www.ademe.fr/expertises/dechets/passer-a-laction/valorisation-energetique/dossier/pyrolyse-gazeification/principes-pyrolyse-gazeification>
- ADEME. (2018b). *Methycentre : Unité de Power-to-Gas (hydrogène et méthane de synthèse) couplée à une unité de méthanisation*.
- ADEME. (2018c). *Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?*
- AFHYPAC. (2016). Production et consommation d'hydrogène aujourd'hui, 4.
- AFPAC. (2018). La Pompe à Chaleur : de nos ambitions 2030 à nos perspectives 2050.
- AFUL. (2018). AFUL Chantrerie - MINERVE : démonstrateur power-to-gas. Retrieved August 9, 2018, from <https://web.emn.fr/x-dg/aful-c/index.php?page=P2G>

- AICVF. (2008). Le Groupe technique AICVF RT & innovation Résidentiel durable & équilibré.
- AMORCE. (2016). *Comparatif des modes de chauffage et prix de vente de la chaleur en 2014*.
- ANR. (2012). Projet DEMETER. Retrieved August 27, 2018, from <http://www.agence-nationale-recherche.fr/Projet-ANR-11-SEED-0005>
- Association Négawatt. (2017). *Scénario négaWatt version 2017*.
- Assoumou, E. (2006). *Modélisation MARKAL pour la planification énergétique long terme dans le contexte français*. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris.
- Assoumou, E., & Maïzi, N. (2014). Future prospects for nuclear power in France. *Applied Energy*, 136, 849–859. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.03.056>
- Bailera, M., & Lisbona, P. (2018). Energy storage in Spain: Forecasting electricity excess and assessment of power-to-gas potential up to 2050. *Energy*, 143, 900–910. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2017.11.069>
- Bailera, M., Lisbona, P., Romeo, L. M., & Espalotero, S. (2017). Power to Gas projects review: Lab, pilot and demo plants for storing renewable energy and CO2. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69(November 2016), 292–312. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.130>
- Barre, A. (1997). Quelques données statistiques et spatiales sur la genèse du réseau autoroutier français. *Annales de Géographie*, 106, 229–240.
- Barthe, J.-F., Beslay, C., & Minoustchin, M. (2015). Acceptabilité et appropriation sociale de la flexibilité énergétique par les consommateurs. In *Sociologie de l'énergie: gouvernance et pratiques sociales*.
- Beeck, N. Van. (1999). Classification of Energy Models. *Tilburg University & Eindhoven University of Technology*, (May), 25.
- Beltran, A. (1992). Gaz de France et le secteur gazier depuis 1940. *Flux*, 8(8), 29–38. <http://doi.org/10.3406/flux.1992.924>
- BGH. (2018). Levenmouth Community Energy Project - Bright Green Hydrogen. Retrieved August 27, 2018, from <https://www.brightgreenhydrogen.org.uk/levenmouth-community-energy-project/>
- Blanco, H., & Faaij, A. (2018). A review at the role of storage in energy systems with a focus on Power to Gas and long-term storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81(May 2017), 1049–1086. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2017.07.062>
- BMBF. (2018). *Kopernikus-Projects: Power2X*. Retrieved from <https://www.kopernikus-projekte.de/en/projects/power2x>
- Bolat, P., & Thiel, C. (2014). Hydrogen supply chain architecture for bottom-up energy systems models. Part 2: Techno-economic inputs for hydrogen production pathways. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39(17), 8898–8925. <http://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.03.170>
- Bouckaert, S. (2013). *Contribution des Smart Grids à la transition énergétique : évaluation dans des scénarios long terme*. MINES ParisTech.
- Boudellal, M. (2016). *Le Power-to-Gas*. DUNOD.

- Bourbonnais, R., & Keppler, J. H. (2013). Estimation de l'élasticité-prix de la demande électrique en France. *Chaire European Electricity Markets (CEEM), Université Paris-Dauphine*.
- Bozzetto, S., Development, B. R., Curlisi, C., Fabbri, C., Ricerche, C., Animalì, P., ... Biogas, I. (2017). The development of biomethane : a sustainable choice for the economy and the environment.
- BRGM. (2009). *SOCECO2- Evaluation technico-économique et environnementale de la filière captage, transport, stockage du CO2 à l'horizon 2050 en France*. Retrieved from <http://infoterre.brgm.fr/rapports/RP-57036-FR.pdf>
- BRGM. (2017). Projet de recherche captage / stockage du CO2 : les instituts de recherche européens se mobilisent | BRGM. Retrieved June 8, 2018, from <http://www.brgm.fr/publication-presse/projet-recherche-captage-stockage-co2-instituts-recherche-europeens-se-mobilisent>
- BRGM. (2018). *CO2-Dissolved project*. Retrieved from <http://co2-dissolved.brgm.fr/>
- Brisepierre, G. (2015). L'appropriation du suivi des consommations d'énergie et des conditions de son efficacité sur les pratiques habitantes. In *Journées Internationales de la Sociologie de l'Energie*.
- Brouwer, A. S., van den Broek, M., Seebregts, A., & Faaij, A. (2015). Operational flexibility and economics of power plants in future low-carbon power systems. *Applied Energy*, 156, 107–128. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.06.065>
- Buttler, A., Dinkel, F., Franz, S., & Spliethoff, H. (2016). Variability of wind and solar power – An assessment of the current situation in the European Union based on the year 2014. *Energy*, 106, 147–161. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.041>
- CAISO. (2013). What the Duck Curve Tells Us About Managing a Green Grid, 1–4. <http://doi.org/CommPR/HS/10.2013>
- California Legislative Information. (2018). Bill Text - SB-100 California Renewables Portfolio Standard Program: emissions of greenhouse gases. Retrieved August 13, 2018, from [http://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billTextClient.xhtml?bill\\_id=201720180SB100](http://leginfo.legislature.ca.gov/faces/billTextClient.xhtml?bill_id=201720180SB100)
- Cany, C. (2017). *Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité*. Université Paris-Saclay. Retrieved from <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01509918/>
- Capenergies. (2018). HyGreen Provence - Capenergies. Retrieved August 9, 2018, from [http://www.capenergies.fr/portfolio\\_page/hygreen-provence/](http://www.capenergies.fr/portfolio_page/hygreen-provence/)
- Carbon Recycling International. (2018). *Vulcanol — CRI - Carbon Recycling International*. Retrieved from <http://carbonrecycling.is/vulcanol/>
- Carbone 4. (2014a). *Etude des 4 trajectoires du DNTE*.
- Carbone 4. (2014b). *Études Des Tensions Sur Les Énergies De Réseau Lors De La Pointe De Consommation Hivernale*.
- CDE. (2018). CAES : définition du stockage d'énergie par air comprimé. Retrieved August 27, 2018, from <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/caes-stockage-par-air-comprime>
- CEREMA. (n.d.). Indices de débits et parcours mensuels et annuels. Retrieved January 1, 2018, from

[http://www.cerema.fr/system/files/documents/2017/12/Calculs\\_evol\\_indices\\_et\\_parcours\\_1-2-3.xls](http://www.cerema.fr/system/files/documents/2017/12/Calculs_evol_indices_et_parcours_1-2-3.xls)

- CEREMA. (2016). *Les réseaux de chaleur en France*. Retrieved from <http://reseaux-chaleur.cerema.fr/les-reseaux-de-chaleur-en-france>
- CEREN. (2015a). *Données statistiques du CEREN*.
- CEREN. (2015b). *Parc et consommations d'énergie dans le tertiaire*.
- CGDD. (2011). *Consommation des ménages et environnement* (Vol. Mars/avril). Retrieved from <http://www.cairn.info/revue-esprit-2011-3-page-268.htm>
- CGDD. (2017). *Analyse coûts bénéfiques des véhicules électriques Les voitures*.
- CNDP. (2018). *Cahier d'acteurs H2V pour la filière hydrogène*.
- CNRS. (2016). *Le CO2, une ressource à exploiter ? | CNRS Le journal*. Retrieved from <https://lejournel.cnrs.fr/articles/le-co2-une-ressource-a-exploiter>
- CODA Stratégies. (2014). *Enquête sur le prix des combustibles bois en 2013-2014* (Vol. 33).
- CPUC. (2017). *Renewables Portfolio Standard: Annual Report November 2017*, (November), 67. Retrieved from [http://www.cpuc.ca.gov/uploadedfiles/cpuc\\_website/content/utilities\\_and\\_industries/energy/reports\\_and\\_white\\_papers/nov\\_2017\\_rps\\_annual\\_report.pdf](http://www.cpuc.ca.gov/uploadedfiles/cpuc_website/content/utilities_and_industries/energy/reports_and_white_papers/nov_2017_rps_annual_report.pdf)
- Danish Energy Agency. (2013). *The Harbin Pilot Project*.
- Danish Gas Technology Centre. (2013). *Bio-SNG and RE-gases Detailed analysis of bio-SNG technologies and other RE-gases* (No. ForskNG 10689).
- De Saint Jean, M. (2014). *Etude énergétique et évaluation économique d'une boucle de stockage - déstockage d'énergie électrique d'origine renouvelable sur méthane de synthèse à l'aide d'un convertisseur électrochimique réversible SOEC-SOFC*. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris.
- DENA. (2018). *Windgas Haßfurt*. Retrieved August 27, 2018, from <http://www.powertogas.info/power-to-gas/pilotprojekte-im-ueberblick/windgas-hassfurt/>
- Devlin, J., Li, K., Higgins, P., & Foley, A. (2017). A multi vector energy analysis for interconnected power and gas systems. *Applied Energy*, 192, 315–328. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.040>
- Dodds, P. E., & Mcdowall, W. (2012). A review of hydrogen production technologies for energy system models. *UCL Energy Institute, University College London*, (6), 1–22.
- E4tech. (2015). *Power-to-Hydrogen: can technology development enable economic viability?*
- ECN. (2014). Exploring the role for power-to-gas in the future Dutch energy system. *Dnv GI*, (July), 121.
- ECOFYS. (2018). *Gas for Climate: How gas can help to achieve the Paris Agreement target in an affordable way*. Retrieved from [https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Ecofys\\_Gas\\_for\\_Climate\\_Feb2018.pdf](https://www.gasforclimate2050.eu/files/files/Ecofys_Gas_for_Climate_Feb2018.pdf)
- EDF-ADEME. (1999). *Etude expérimentale des appareils de cuisson, de froid ménager et de séchage dans*

100 logements, 211.

- ELIA. (2012). *Données de production éolienne*. Retrieved from <http://www.elia.be/fr/grid-data/production/production-eolienne>
- ENEA. (2012). Le stockage d'énergie - Enjeux, solutions techniques et opportunités de valorisation, 33(March), 1–18. Retrieved from <http://www.enea-consulting.com/wp-content/uploads/2015/05/ENEA-Consulting-Le-Stockage-dEnergie1.pdf>
- ENEA. (2017). *Etat des lieux du biométhane en France*. Retrieved from <http://www.enea-consulting.com/wp-content/uploads/2017/11/ENEA-biomethane-france-2017-synthese-publique.pdf>
- ENEDIS. (2018). Histoire. Retrieved August 13, 2018, from <https://www.enedis.fr/histoire>
- Energie Institut. (2014). Power to Gas – eine Systemanalyse, 390.
- ENERTECH. (2009). Connaissance et maîtrise des usages spécifiques de l'électricité dans le secteur résidentiel, (33), 93.
- ENGIE. (2018). *LILiBox solutions : stockage de biométhane de grande capacité*. Retrieved from <https://www.lilibox-solutions.com/>
- Er-Rbib, H. (2015). *Conception et simulation du fonctionnement d'une unité de stockage/déstockage d'électricité renouvelable sur méthane de synthèse au moyen d'un co-électrolyseur à haute température réversible : Approches stationnaire et dynamique*. MINES ParisTech.
- European Commission. (2013). *The JRC-EU-TIMES model - Assessing the long-term role of the SET Plan Energy technologies*. EUR – Scientific and Technical Research series. <http://doi.org/10.2790/97596>
- European Commission. (2016). *EU Reference Scenario 2016: Energy, Transport and GHG emissions trends to 2050*. European Commission. <http://doi.org/10.2833/9127>
- Farchmin, F. (2016). Development of Large Scale Electrolysis Systems: Necessity and Approach. In *Hydrogen and Fuel Cell* (pp. 209–222). Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. [http://doi.org/10.1007/978-3-662-44972-1\\_12](http://doi.org/10.1007/978-3-662-44972-1_12)
- France Stratégie. (2018). *Lancement de la commission sur la valeur tutélaire du carbone | France Stratégie*. Retrieved from <http://www.strategie.gouv.fr/actualites/lancement-de-commission-tutelaire-carbone>
- Fridahl, M., & Lehtveer, M. (2018). Bioenergy with carbon capture and storage (BECCS): Global potential, investment preferences, and deployment barriers. *Energy Research and Social Science*, 42(October 2017), 155–165. <http://doi.org/10.1016/j.erss.2018.03.019>
- Gahleitner, G. (2013). Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(5), 2039–2061. <http://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2012.12.010>
- Gargiulo, M. (2009). *Getting started with TIMES-VEDA*.
- Gas Networks Ireland. (2018). Renewable gas. Retrieved August 26, 2018, from <https://www.gasnetworks.ie/corporate/company/our-commitment/environment/renewable-gas/>

- Gaz Mobilité. (2018). Carte des stations GNV en France : GNL, GNC, biogaz etc... Retrieved September 13, 2018, from <https://www.gaz-mobilite.fr/stations-gnv-france/>
- GDF Suez, IFP, & ADEME. (2009). Etude Biogaz : état des lieux et potentiel du biométhane carburant.
- Global CCS Institute. (2018). *Large-scale CCS facilities - definition | Global Carbon Capture and Storage Institute*. Retrieved from <http://www.globalccsinstitute.com/projects/large-scale-ccs-projects-definitions>
- GRDF, & ADEME. (2011). *Le fonctionnement des réseaux de gaz naturel*.
- GRDF, & CRIGEN. (2013a). *Biométhane de gazéification : évaluation du potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050*.
- GRDF, & CRIGEN. (2013b). *Biométhane de microalgues : évaluation du potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050*.
- Green gas Denmark. (2018). The Danish Gas Grid Could be Filled with Green Gas in 2035. Retrieved August 18, 2018, from <https://stateofgreen.com/en/partners/state-of-green/news/the-danish-gas-grid-could-be-filled-with-green-gas-in-2035/>
- GRHYD. (2018). GRHYD - Renouvelons nos énergies. Retrieved August 27, 2018, from <http://grhyd.fr/>
- GRTgaz. (2013a). *Rapport 2012 sur la mise en œuvre par GRTgaz de son code de bonne conduite et sur le respect des obligations en matière d'indépendance*.
- GRTgaz. (2013b). Répondre aux besoins de modulation intra-journalière, 1–24.
- GRTgaz. (2016). *GasInFocus*.
- GRTgaz. (2017a). *Metha'news - Newsletter technique du programme biométhane 1G*.
- GRTgaz. (2017b). Plan décennal de développement du réseau de transport de GRTgaz.
- GRTgaz. (2018). Bilan gaz 2017.
- GRTgaz, GrDF, SPEGNN, & TIGF. (2017). *Bilan prévisionnel pluriannuel gaz 2017*.
- GRTgaz, GrDF, SPEGNN, & TIGF. (2018). *Panorama du gaz renouvelable 2017*. Retrieved from <http://www.grtgaz.com/fileadmin/plaquettes/fr/2018/Panorama-du-gaz-renouvelable-2017.pdf>
- Guandalini, G., Campanari, S., & Romano, M. C. (2015). Power-to-gas plants and gas turbines for improved wind energy dispatchability : Energy and economic assessment. *Applied Energy*, 147, 117–130. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.02.055>
- H21. (2016). H21 - Executive summary, 12.
- Huber, M., Dimkova, D., & Hamacher, T. (2014). Integration of wind and solar power in Europe: Assessment of flexibility requirements. *Energy*, 69, 236–246. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.109>
- HYDROGENICS. (2013). *Hydrogenics selected references : fueling stations*.
- I Care & Consult. (2017). *Etude compétitivité et retombées de la filière solaire française*.

- IDDR. (2010). Habitat Facteur 4 : Etude d'une réduction des émissions de CO2 liées au confort thermique dans l'habitat à l'horizon 2050.
- IEA. (2010). *Energy Technology Perspectives (ETP)*.
- IEA. (2015). Hydrogen and Fuel Cells. *Technology Roadmap*, 81. [http://doi.org/10.1007/SpringerReference\\_7300](http://doi.org/10.1007/SpringerReference_7300)
- IEA. (2016a). 20 Years of Carbon Capture and Storage, 0–115.
- IEA. (2016b). *2016 Energy Technology Perspectives : Towards Sustainable Urban Energy Systems*.
- IEA Bioenergy. (2016). *IEA Task 37 Country Report Summaries 2016*. Retrieved from <http://task37.ieabioenergy.com/country-reports.html>
- IEA Bioenergy. (2018). *GREEN GAS Facilitating a future green gas grid through the production of renewable gas*. Retrieved from <https://www.ieabioenergy.com/publications/green-gas-facilitating-a-future-green-gas-grid-through-the-production-of-renewable-gas/>
- IEAGHG. (2012). Operating Flexibility of Power Plants with CCS.
- IFPEN. (2017). *Biogaz en Europe : quelles perspectives ?*
- IGF. (2017). Stockage souterrain de gaz. Retrieved from [https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions\\_services/cge/Rapports/2017\\_04\\_21\\_Rapport\\_Stockage\\_gaz.pdf](https://www.economie.gouv.fr/files/files/directions_services/cge/Rapports/2017_04_21_Rapport_Stockage_gaz.pdf)
- Inderberg, T. H., & Wettestad, J. (2015). Carbon capture and storage in the UK and Germany: easier task, stronger commitment? *Environmental Politics*, 24(6), 1014–1033. <http://doi.org/10.1080/09644016.2015.1062592>
- INERIS. (2016). Etude Comparative Des Reglementations, Guides Et Normes Concernant Les Electrolyseurs Et Le Stockage D'Hydrogene, 95. Retrieved from <http://www.ineris.fr/centredoc/dra-71-benchmark-sur-les-electrolyseurs-et-stockage-hydrogene-vf-1469010848.pdf>
- INERIS. (2017). *Captage et stockage géologique du CO2: retour d'expérience et perspectives*.
- INSEE. (2010). *Projections de population à l'horizon 2060*.
- INSIDEEVs. (2018). There Are 6,500 Hydrogen Fuel Cell Cars Worldwide (Half In California). Retrieved January 25, 2019, from <https://insideevs.com/there-is-only-6500-hydrogen-fuel-cell-cars-in-the-world-half-in-california-report/>
- IPCC. (2014a). *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Summary for Policymakers and Technical Summary. Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Part of the Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415416.005>
- IPCC. (2014b). *Fifth Assessment Report (AR5)*.
- Jupiter 1000. (2018). Jupiter 1000. Retrieved August 27, 2018, from <https://www.jupiter1000.eu/>
- Kang, S. (2017). *La place de la bioénergie dans un monde sobre en carbone : Analyse prospective et développement de la filière biomasse dans le modèle TIAM-FR*. MINES ParisTech.

- Kemper, J. (2017). Biomass with carbon capture and storage ( BECCS / Bio-CCS ). Retrieved from [https://ieaghg.org/docs/General\\_Docs/IEAGHG\\_Presentations/2017-03-10\\_Bioenergy\\_lecture\\_2\\_Read-Only.pdf](https://ieaghg.org/docs/General_Docs/IEAGHG_Presentations/2017-03-10_Bioenergy_lecture_2_Read-Only.pdf)
- Komiyama, R., Otsuki, T., & Fujii, Y. (2015). Energy modeling and analysis for optimal grid integration of large-scale variable renewables using hydrogen storage in Japan. *Energy*, *81*, 537–555. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2014.12.069>
- Krakowski, V. (2016). *Intégration du renouvelable et stratégies de déploiement du réseau électrique électrique: réconciliation d'échelles spatio-temporelles dans des exercices prospectifs prospectifs de long terme*. MINES ParisTech.
- Krakowski, V., Assoumou, E., Mazauric, V., & Maïzi, N. (2016). Feasible path toward 40-100% renewable energy shares for power supply in France by 2050: A prospective analysis. *Applied Energy*, *171*, 501–522. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.094>
- Kraxner, F., Aoki, K., Leduc, S., Kindermann, G., Fuss, S., Yang, J., ... Obersteiner, M. (2014). *BECCS in South Korea-Analyzing the negative emissions potential of bioenergy as a mitigation tool. Renewable Energy* (Vol. 61). Elsevier. Retrieved from <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.09.064>
- Kraxner, F., Leduc, S., Fuss, S., Aoki, K., Kindermann, G., & Yamagata, Y. (2014). Energy resilient solutions for Japan - A BECCS case study. *Energy Procedia*, *61*, 2791–2796. <http://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.12.316>
- Landinger, H., & Schmidt, P. (2014). Power-to-Gas ( PtG ) in transport Status quo and perspectives for development, *49*(June 2014).
- Laude, A., Ricci, O., Bureau, G., Royer-Adnot, J., & Fabbri, A. (2011). CO<sub>2</sub>capture and storage from a bioethanol plant: Carbon and energy footprint and economic assessment. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, *5*(5), 1220–1231. <http://doi.org/10.1016/j.ijggc.2011.06.004>
- Legifrance. (2016). Arrêté du 13 décembre 2016. Retrieved January 8, 2018, from <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000033585226&dateTexte=&categorieLien=id>
- Lehr, N., Kondziella, H., & Bruckner, T. (2014). Potential of the Power-to-Heat Technology in District Heating Grids in Germany, *46*, 246–253. <http://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.179>
- Li, L., Gong, C., Tian, S., & Jiao, J. (2016). The peak-shaving efficiency analysis of natural gas time-of-use pricing for residential consumers: Evidence from multi-agent simulation. *Energy*, *96*, 48–58. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.042>
- Maïzi, N. (2012). *De la dimension infinie à la dimension prospective : variations autour du paradigme d'optimalité*. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris.
- Maïzi, N. (2014). *Modélisation prospective et politiques de lutte contre le changement climatique - cours dispensé au Mastère Spécialisé OSE*. MINES ParisTech.
- MEDDE. (2015a). *Filière hydrogène-énergie*.
- MEDDE. (2015b). *Loi de transition énergétique pour la croissance verte*. Retrieved from <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/loi-transition-energetique-croissance-verte>

- MEEM. (2016a). Bilan énergétique de la France pour 2015. *Datalab*, 1–152.
- MEEM. (2016b). *Panorama énergies-climat*.
- MefCO<sub>2</sub>. (2018). MHPSE Coal power plant providing carbon dioxide for methanol production - everisMefCO<sub>2</sub>. Retrieved August 27, 2018, from <http://www.mefco2.eu/news/mhpse.php>
- Metz et al. (2005). *Carbon dioxide capture and Storage*.
- Minx et al. (2017). Fast growing research on negative emissions. *Environmental Research Letters*.
- Moreira, J. R., Romeiro, V., Fuss, S., Kraxner, F., & Pacca, S. A. (2016). BECCS potential in Brazil: Achieving negative emissions in ethanol and electricity production based on sugar cane bagasse and other residues. *Applied Energy*, 179, 55–63. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.044>
- MTES. (2017a). *Plan Climat*.
- MTES. (2017b). Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse, 2017, 132.
- MTES. (2018a). *Bilan énergétique de la France métropolitaine en 2017 - Données provisoires [Publications, Datalab essentiel, 2018] : Observation et statistiques*. Retrieved from <http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publications/p/2753/969/bilan-energetique-france-metropolitaine-2017-donnees.html>
- MTES. (2018b). *Bilan énergétique de la France pour 2016*.
- MVA. (2006). *Réalisation d'un inventaire national spatialisé des émissions de polluants dans l'air Lot n°3 : sources mobiles*.
- National Grid. (2018). Natural Gas Demand Response Program Receives Innovation Award - National Grid. Retrieved August 23, 2018, from <https://news.nationalgridus.com/2017/11/natural-gas-demand-response-program-receives-innovation-award/>
- Négawatt. (2014). *Scénario Négawatt 2011-2050 - Hypothèses et méthode*.
- NETL. (2015). *A Review of the CO2 Pipeline Infrastructure in the U.S. Doe/Netl-2014/1681*. Retrieved from [http://energy.gov/sites/prod/files/2015/04/f22/QER Analysis - A Review of the CO2 Pipeline Infrastructure in the U.S\\_0.pdf](http://energy.gov/sites/prod/files/2015/04/f22/QER%20Analysis%20-%20A%20Review%20of%20the%20CO2%20Pipeline%20Infrastructure%20in%20the%20U.S._0.pdf)
- OFAEnR. (2014). *Le biogaz en France et en Allemagne | Une comparaison*.
- OMNIL. (n.d.). Trafic annuel et journalier. Retrieved January 1, 2018, from <http://www.omnil.fr/spip.php?article119>
- Ørsted. (2015). Electric boilers make energy greener in Aarhus. Retrieved August 10, 2018, from <https://orsted.com/en/Media/Newsroom/News/2015/04/Electric-boilers-make-energy-greener-in-Aarhus>
- Poncelet, K., Delarue, E., Six, D., Duerinck, J., & D'haeseleer, W. (2016). Impact of the level of temporal and operational detail in energy-system planning models. *Applied Energy*, 162, 631–643. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.100>
- Postic, S. (2016). *Long-term energy prospective modeling for South America - Application to international climate negotiations*. MINES ParisTech.

- Pour, N., Webley, P. A., & Cook, P. J. (2018). Opportunities for application of BECCS in the Australian power sector. *Applied Energy*, Vol. 224, 615–635. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.117>
- Qadrdan, M., Abeysekera, M., Chaudry, M., Wu, J., & Jenkins, N. (2015). Role of power-to-gas in an integrated gas and electricity system in Great Britain. *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 40, 5763–5775. <http://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.03.004>
- Quinet, A., & Centre d'Analyse Stratégique. (2009). *La valeur tutélaire du carbone*.
- Région Normandie. (2018). La Normandie, première région hydrogène de France, accélère encore le déploiement des stations de recharge pour véhicules. Retrieved June 14, 2018, from <https://www.normandie.fr/la-normandie-premiere-region-hydrogene-de-france-accelere-encore-le-deploiement-des-stations-de>
- Reiter, G., & Lindorfer, J. (2015). Evaluating CO<sub>2</sub> sources for power-to-gas applications - A case study for Austria. *Journal of CO<sub>2</sub> Utilization*, Vol. 10, 40–49. <http://doi.org/10.1016/j.jcou.2015.03.003>
- Ricci, O. (2014). Politiques de soutien à la capture et au stockage géologique du carbone en France. *Revue Économique*, Vol. 66, 401–425. <http://doi.org/10.3917/reco.pr2.0037>
- Rozain, C. (2013). *Développement de nouveaux matériaux d'électrodes pour la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau*. Université Paris Sud.
- RTE. (2013). *Production quotidienne d'électricité par filière*. Retrieved from [https://opendata.reseaux-energies.fr/explore/dataset/production-quotidienne-filiere/information/?disjunctive.qualite&sort=date\\_heure](https://opendata.reseaux-energies.fr/explore/dataset/production-quotidienne-filiere/information/?disjunctive.qualite&sort=date_heure)
- RTE. (2014). *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - édition 2014*.
- RTE. (2015). *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - édition 2015*.
- RTE. (2016). *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - édition 2016*.
- RTE. (2017a). *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - édition 2017*.
- RTE. (2017b). *Schéma Décennal de Développement du Réseau - édition 2016*.
- RTE. (2018). *Bilan électrique 2017*. Retrieved from <http://bilan-electrique-2017.rte-france.com/consommation/consommation-brute/#>
- RTE, & GRTgaz. (2018). Open Data Réseaux Energies — Accueil. Retrieved August 13, 2018, from <https://opendata.reseaux-energies.fr/pages/accueil/>
- Scamman, D., & Newborough, M. (2016). Using surplus nuclear power for hydrogen mobility and power-to-gas in France. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(24), 10080–10089. <http://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.04.166>
- Schill, W. P. (2014). Residual load, renewable surplus generation and storage requirements in Germany. *Energy Policy*, 73, 65–79. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.05.032>
- Schweiger, G., Rantzer, J., Ericsson, K., & Lauenburg, P. (2017). The potential of power-to-heat in Swedish district heating systems. *Energy*. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.075>
- SDES. (2018). *Chiffres clés du transport - édition 2018*.

- Selosse, S., & Ricci, O. (2014). 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*, 76, 967–975. <http://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.014>
- Sgobbi, A., Nijs, W., De Miglio, R., Chiodi, A., Gargiulo, M., & Thiel, C. (2015). How far away is hydrogen? Its role in the medium and long-term decarbonisation of the European energy system. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(1), 1–17. <http://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.09.004>
- Shaker, H., Zareipour, H., & Wood, D. (2016). Impacts of large-scale wind and solar power integration on California's net electrical load. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 761–774. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.287>
- Shibata, Y. (2016). Is Power to Gas Feasible in Japan?, (January), 1–23. Retrieved from <https://eneken.iece.or.jp/data/6549.pdf>
- Sia Partners. (2015). *Le Power-to-Gas (P2G), un outil de flexibilité pour accompagner la transformation du système énergétique*.
- SIA Partners. (2018). *Etude de la vague de chaud de l'été 2018*.
- SIA Partners, & France Biométhane. (2017). *Observatoire du biométhane*.
- SMARTGRID - CRE - Les zones insulaires. (n.d.). Retrieved from <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?rubrique=dossiers&srub=zonesinsulaires&action=imprimer>
- SMARTGRIDS - CRE. (n.d.). Les réseaux de chaleur et de froid intelligents / Introduction. Retrieved August 10, 2018, from <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=reseaux-chaleur-froid-intelligents>
- SMARTGRIDS - CRE. (2013). MYRTE : « Utiliser le stockage d'hydrogène pour dépasser le seuil des 30 % dans les zones non interconnectées ». Retrieved from <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=myrte-dom-com>
- SMARTGRIDS - CRE. (2018). Annuaire des projets en France / Greenlys. Retrieved August 20, 2018, from <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=greenlys>
- SOLAGRO. (2018). Solagro : HYCABIOME : méthanation biologique et méthanisation. Retrieved August 27, 2018, from <https://solagro.org/travaux-et-productions/references/hycabiome-methanation-biologique-et-methanisation>
- SystemX. (2016). *Les véhicules électriques au service du système électrique en 2050 ?* (Vol. 1).
- TENERRDIS. (2018a). Fidelhyo - Tenerrdis. Retrieved August 23, 2018, from <https://www.tenerrdis.fr/fr/projets/fidelhyo/>
- TENERRDIS. (2018b). HyWay - Tenerrdis. Retrieved August 23, 2018, from <https://www.tenerrdis.fr/fr/projets/hyway/>
- TENERRDIS. (2018c). THEMIS - Tenerrdis. Retrieved August 23, 2018, from <https://www.tenerrdis.fr/fr/projets/themis/>
- Thüga. (2018). Strom zu Gas-Anlage der Thüga-Gruppe hat alle Erwartungen übertroffen | Thüga. Retrieved August 27, 2018, from <https://www.thuega.de/presse/strom-zu-gas-anlage-der-thuega-gruppe-hat-alle-erwartungen-uebertroffen/>

- Varone, A., & Ferrari, M. (2015). Power to liquid and power to gas: An option for the German Energiewende. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 45, 207–218.  
<http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.01.049>
- Vartiainen, V. (2016). *Screening of power to gas projects*.
- Verdin, B. (2018). *Etude d'électrodes grande surface d'électrolyseurs PEM : inhomogénéités de fonctionnement et intégration de catalyseurs innovants*. Université Paris Sud.
- Vögele, S., Rübhelke, D., Mayer, P., & Kuckshinrichs, W. (2018). Germany's "No" to carbon capture and storage: Just a question of lacking acceptance? *Applied Energy*, 214(January), 205–218.  
<http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.01.077>
- Zero Emissions Platform. (2011). *The Costs of CO2 Capture, Transport and Storage*.



## Résumé

Au cours de la dernière décennie, nous avons pu assister à l'expérimentation de plusieurs nouvelles filières pour contribuer aux objectifs nationaux de décarbonation du système énergétique français : biométhane, méthane de synthèse produit par du Power-to-Gas, hydrogène, Capture et Séquestration du Carbone (CSC)... Dans quels contextes ces filières pourraient-elles se développer ? Quelles seraient le cas échéant leurs perspectives de compétition/coopération ?

Ce travail de thèse évalue le positionnement de ces nouvelles filières technologiques au sein des systèmes gaz et électrique. Il propose une estimation technico-économique des choix de long terme à l'horizon 2050 dans le cadre d'un paradigme d'optimalité. L'analyse de l'équilibre offre-demande pluriannuel est complétée par celle des dynamiques de production à une échelle intra-journalière et des enjeux de flexibilité associés.

Pour ce faire, le modèle TIMES-FR-GAZEL développé dans cette thèse décrit le couplage des systèmes gaz et électrique à travers une représentation explicite des chaînes technologiques. Il permet une optimisation conjointe des deux systèmes sous contraintes environnementales.

A l'aide de ce modèle, le positionnement des nouvelles filières gazières et électriques en France est étudié en prenant en compte les trajectoires pour parvenir à l'horizon 2050. Les analyses sont réalisées sur la base de scénarios de demande finale qui intègrent des jeux d'hypothèses contrastés concernant la disponibilité des technologies, les stratégies de décarbonation et la demande.

## Keywords

Systèmes multi-énergies,  
Modélisation prospective, Flexibilité,  
Biométhane, Power-to-Gas, CCS

## Abstract

Over the past decade, several new technological pathways have been experimented with a view to reaching national decarbonization targets in France. These include biomethane, synthetic methane from Power-to-Gas, hydrogen, and Carbon Capture and Sequestration (CCS). The potential contributions of these technologies could make it more difficult for stakeholders and public authorities to choose the appropriate solution. In what contexts could these technologies be developed and what are their potential competition/cooperation perspectives?

This research analyzes the role of these new technological pathways within the French gas and electricity systems. We propose a long-term, techno-economic assessment of the options at a 2050 horizon applying an optimal paradigm. We analyze the systems balance over several years while addressing the issue of intraday flexibility constraints.

To this end, the bottom-up TIMES-FR-GAZEL model has been developed in order to study joint gas and electricity systems optimization with explicit representation of technologies (biomethane production, Power-to-Gas, CCS, etc.).

This model allows us to embed trajectory constraints to reach the 2050 horizon. Assessments are conducted based on final energy demand scenarios with contrasted hypotheses on technology availability, decarbonization strategies and energy demand.

## Keywords

Multi-energy systems, Prospective modeling,  
Flexibility, Biomethane, Power-to-Gas, CCS