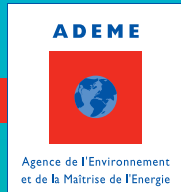


LA FRANCE INDÉPENDANTE EN GAZ EN 2050

Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?

Etude de faisabilité technico-économique
RAPPORT DE L'ÉTUDE



Ce document est édité par l'ADEME

ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 16MAR000891

La conception de l'étude a été initiée par l'ADEME et GRDF, le pilotage mené conjointement par l'ADEME, GRDF et GRTgaz, et la coordination assurée par l'ADEME : Guillaïn Chapelon (GRDF), Emmanuel Combet (ADEME), David Marchal (ADEME), Laurent Meunier (ADEME), Ony Rabetsimamanga (GRDF), Alban Thomas (GRTgaz), Anne Varet (ADEME), Isabelle Vincent (ADEME)

La réalisation de l'étude a été confiée à un consortium composé de SOLAGRO et AEC et coordonnée par SOLAGRO :

Quentin Bouré (AEC conseil), Marc Cherrey (AEC),
Florian Coupé (AEC conseil), Christian Couturier (SOLAGRO),
Simon Métivier (SOLAGRO)



Divers experts ont été membres du comité de pilotage ou ont contribué aux travaux : Loïc Antoine (ADEME), Marc Bardinal (ADEME), Guillaume Bastide (ADEME), Luc Bodineau (ADEME), Valérie Bosso (GRDF), David Canal (ADEME), Alice Chiche (ARTELYS), Aïcha El Khamlichi (ADEME), Sylvain Frédéric (GRDF), Bruno Gagnepain (ADEME), Catherine Leboul-Proust (GRDF), Stéphanie Legrand (GRDF), Philippe Madiéc (GRTgaz), Arnaud Mainsant (ADEME), Sabra Meradi (GRTgaz), William Monin (GRDF), Jean-Michel Parrouffe (ADEME), Jean-Christophe Pouet (ADEME), Bertrand de Singly (GRDF), Olivier Théobald (ADEME), Éric Vidalenc (ADEME)

janvier 2018

Cet ouvrage est disponible en ligne www.ademe.fr/mediatheque

UN MIX DE GAZ 100 % RENOUVELABLE EN 2050 ?

SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE

ÉDITORIAL

La lutte contre le changement climatique, à la hauteur des ambitions adoptées dans l'accord de Paris, repose sur une transition énergétique réussie. La France a pris des engagements aux niveaux mondial, européen et national pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre. Le Plan Climat de la France initié en juillet 2017 par Nicolas Hulot, ministre d'État, ministre de la Transition écologique et solidaire, réaffirme la stratégie volontariste pour la transition énergétique avec des objectifs ambitieux, comme celui d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050.



L'ADEME apporte sa contribution en publiant régulièrement depuis 2013 des scénarios énergie-climat. Afin de mettre à jour ces scénarios et d'ouvrir le champ des réflexions, des études prospectives, plus exploratoires, sont conduites pour évaluer des options avec des hypothèses plus ouvertes, sur certains vecteurs ou filières en particulier. Il s'agit alors d'éclairer des possibles, et non d'un scénario de politique publique. Cela permet ensuite à l'ensemble des acteurs de revisiter ces options et d'affiner leur perception de l'avenir pour construire ensemble des visions du futur. La présente étude sur un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 s'inscrit dans la continuité des travaux publiés en 2016 et 2017 sur l'évolution du mix énergétique et concerne la deuxième énergie de réseau la plus consommée en France, le gaz. L'ADEME y a exploré, dans une collaboration fructueuse avec GRDF et GRTgaz, la faisabilité technico-économique d'un gaz d'origine 100 % renouvelable en 2050 en se fondant sur le scénario énergie-climat de l'ADEME 2035-2050. Il ne s'agit pas ici de donner une trajectoire pour atteindre un gaz 100 % renouvelable en 2050 mais bien d'explorer les conditions de la faisabilité, mais également les freins, d'une telle ambition. Les résultats sont ainsi fondés sur des analyses de sensibilités et diverses hypothèses de mix de production de gaz renouvelable.

Au-delà du constat qu'il existe un gisement potentiel théorique de gaz renouvelable pouvant dépasser le niveau de demande proposé en 2050 dans le scénario énergie-climat de l'ADEME 2035-2050, certaines conditions pour atteindre un gaz 100 % renouvelable en 2050 ont été identifiées. Si ces résultats ambitieux incitent à déployer encore plus vite et dès aujourd'hui, les projets de méthanisation agricole, ils soulignent également l'enjeu d'utiliser au mieux les gisements de biomasse en optimisant l'équilibre entre les différents vecteurs énergétiques (chaleur, électricité ou gaz). Ceci confirme que pour rendre notre système énergétique plus durable, il est nécessaire de renforcer les interactions entre les vecteurs énergétiques et d'optimiser leurs synergies et ce à différentes échelles de territoires. Ces acquis contribueront à la mise à jour du scénario énergie-climat de l'ADEME en 2019.

Bruno LECHEVIN



Table des matières

1	CONTEXTE ET OBJECTIFS	8
2	PERIMETRE DE L'ETUDE	9
3	METHODOLOGIE GENERALE	10
3.1	L'EVALUATION DES POTENTIELS DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES	10
3.2	CARACTERISATION DE LA DEMANDE EN 2050	11
3.3	EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE ET MODELISATION DU RESEAU GAZIER	11
4	QU'EST-CE QU'UN GAZ RENOUVELABLE ?	13
5	ETAT ACTUEL ET SCENARIO ENERGIE-CLIMAT ADEME 2035-2050	15
5.1	ETAT ACTUEL	15
5.2	SCENARIO ENERGIE-CLIMAT ADEME 2035-2050	17
5.3	LEVIERS POUR ATTEINDRE LE 100% GAZ ENR	19
6	DESCRIPTION DES RESSOURCES PRIMAIRES	20
6.1	ENERGIE RENOUVELABLE	20
6.1.1	INTRODUCTION SUR LA BIOMASSE	20
6.1.2	PRODUCTIONS AGRICOLES	23
6.1.3	BIODECHETS	36
6.1.4	BOIS ENERGIE	41
6.1.5	ALGUES	50
6.1.6	RESSOURCES POUR LE POWER-TO-GAS	54
6.2	ENERGIE DE RECUPERATION	72
6.2.1	COMBUSTIBLE SOLIDE DE RECUPERATION (CSR)	72
6.2.2	HYDROGENE FATAL	73
7	DESCRIPTION TECHNICO-ECONOMIQUE DES FILIERES DE PRODUCTION DE GAZ RENOUVELABLES	75
7.1	REMARQUES GENERALES	75
7.2	METHANISATION	75
7.2.1	CALCUL DES COUTS UNITAIRES PAR CAS TYPE	76
7.2.2	REPRESENTATIVITE DU PARC	77
7.2.3	EXTRAPOLATION AUX COUTS DE PRODUCTION NATIONAUX	78
7.3	PYROGAZEIFICATION	79
7.4	POWER-TO-GAS	82
7.4.1	POWER-TO-H ₂ (PTH ₂)	82



7.4.2	POWER-TO-CH ₄ (PTCH ₄).....	84
7.5	H ₂ FATAL	89
8	<u>BILAN DU POTENTIEL DE PRODUCTION ET DE SES COUTS.....</u>	91
9	<u>DEMANDE DE GAZ 2050</u>	95
9.1	POINT ZERO – 2015	95
9.2	PROJECTION DE LA DEMANDE.....	101
9.2.1	MODELISATION DES JEUX DE DONNEES METEO	103
9.2.2	MODELISATION DES EVOLUTIONS DES USAGES.....	105
9.2.3	COURBE DE CHARGE JOURNALIERE	109
10	<u>SCENARIOS MODELISES</u>	112
10.1	BILAN ANNUEL OFFRE-DEMANDE.....	112
10.2	COURBE DE CHARGE DES DIFFERENTS SCENARIOS	124
11	<u>MODELISATION DU RESEAU GAZIER.....</u>	125
11.1	MODELISATION DETAILLEE SUR 4 DEPARTEMENTS	125
11.1.1	MODELISATION DU RESEAU.....	126
11.1.2	CONSOMMATION.....	127
11.1.3	UNITES DE PRODUCTION A RACCORDER.....	127
11.1.4	PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA MODELISATION TERRITORIALE.....	128
11.1.5	HYPOTHESES TECHNICO-ECONOMIQUES.....	129
11.1.6	DETERMINATION DES PUISSANCES INJECTABLES	132
11.1.7	RESULTATS	134
11.2	MODELISATION NATIONALE.....	147
11.2.1	CALCUL DES COUTS DE RACCORDEMENT AU RESEAU.....	147
11.2.2	CHOIX DE VALORISATION DU BIOGAZ PRODUIT : INJECTION OU COGENERATION	151
11.2.3	PROFILS DE PRODUCTION ET CONSOMMATION PAR DEPARTEMENT ET DIMENSIONNEMENT DES REBOURS 155	
11.2.4	COUTS DE RACCORDEMENT PAR SCENARIO ET PAR DEPARTEMENT	159
11.2.5	CAPACITES DE STOCKAGE.....	161
11.2.6	CONSOMMATION D'ENERGIE POUR LES REBOURS ET LE STOCKAGE.....	168
11.2.7	RESEAU DE TRANSPORT	171
11.2.8	COUTS DU RESEAU EXISTANT	175
12	<u>BILAN ECONOMIQUE DU SYSTEME GAZIER.....</u>	177
12.1	RESULTAT DES 4 SCENARIOS.....	177
12.2	ANALYSE DE SENSIBILITE	179
12.2.1	TAUX D'ACTUALISATION	179
12.2.2	INJECTION DIRECTE D'HYDROGENE (PTH ₂).....	179



13	ENSEIGNEMENTS.....	182
13.1	UN SYSTEME GAZIER COMPATIBLE AVEC UN GAZ 100 % RENOUELABLE, AVEC DES EVOLUTIONS NECESSAIRES.....	182
13.2	LA COMPLEMENTARITE DU RESEAU GAZ AVEC LE RESEAU ELECTRIQUE CONSTITUE UN FACTEUR CLE DE SUCCES DE L'ATTEINTE D'UN MIX ENERGETIQUE FORTEMENT RENOUELABLE	182
14	LIMITES ET PERSPECTIVES	183
15	LEXIQUE	184
16	BIBLIOGRAPHIE	185
17	ANNEXES	188
17.1	DURABILITE DES RESSOURCES EN BIOMASSE	188
17.1.1	BIOENERGIES, CARBONE ET VIE DES SOLS.....	188
17.1.2	LE BILAN CARBONE DES BIOENERGIES N'EST PAS « INTRINSEQUEMENT NEUTRE ».....	195
17.2	HYPOTHESES DETAILLEES SUR LE POTENTIEL DE BIOMASSE AGRICOLE VEGETALE	198
17.2.1	METHODOLOGIE GENERALE	198
17.2.2	RESIDUS DE CULTURES	201
17.2.3	CULTURES INTERMEDIAIRES MULTI-SERVICES ENVIRONNEMENTAUX (CIMSE)	204
17.2.4	IMPACTS COMPARES DE SCENARIOS DE PRELEVEMENT DE BIOMASSE AGRICOLE VEGETALE SUR LES GAZ A EFFET DE SERRE.....	210
17.3	PRODUCTION AGRICOLE ANIMALE	215
17.3.2	PRODUCTION DE DEJECTIONS D'ELEVAGE.....	218
17.4	POTENTIELS METHANOGENES DES PRODUCTIONS AGRICOLES.....	219
17.5	POTENTIEL REGIONAL DE PRODUCTION DE METHANE ISSU DE L'AGRICULTURE EN 2050	220
17.6	COUTS APPROVISIONNEMENT EN ELECTRICITE POUR POWER-TO-GAS (PTG)	221
17.6.1	DONNEES UTILISEES	221
17.6.2	METHODES D'ESTIMATIONS DES COUTS D'APPROVISIONNEMENT POUR LE POWER-TO-GAS.....	221
17.6.3	CONCLUSION.....	228
17.6.4	RAPPEL DES DONNEES UTILISEES, ISSUES DE L'ETUDE ADEME	231
17.7	SOURCES DE CO ₂ POUR LE POWER-TO-GAS.....	232
17.8	ALGUES.....	236
17.9	METHODE DE CALCUL DES COUTS	239
17.9.1	METHODE DU LCOE ET METHODE DU TRI.....	239
17.9.2	CHOIX DU TAUX D'ACTUALISATION OU DU TRI.....	240
17.9.3	INCIDENCE DU CHOIX DU TAUX D'ACTUALISATION	241
17.9.4	CHOIX DE L'HORIZON TEMPOREL.....	241
17.10	CARACTERISTIQUES ECONOMIQUES DE LA METHANISATION.....	243
17.11	CARACTERISTIQUES TECHNICO-ECONOMIQUES DE POWER-TO-GAS	246
17.11.1	PTH ₂	246



17.11.2	PTCH ₄	247
17.12	CARACTERISTIQUE PYROGAZEIFICATION.....	250
17.13	EVALUATION DES COUTS/REDEVANCES POUR LES CSR.....	252
17.14	REPARTITION DES RESSOURCES PAR DEPARTEMENT / FILIERE / RESSOURCE.....	253
17.15	CALAGE DES DONNEES DE CONSOMMATION DE GAZ 2015.....	256
17.16	LISTE DES STATIONS METEO.....	258
17.17	PROJECTIONS ADEME.....	259
17.18	PROFILS ANNUELS DE CONSOMMATION DE GAZ 2050F ET 2050C.....	262
17.19	CHOIX DES DEPARTEMENTS DE CAS TYPE.....	263
17.20	POSITIONNEMENT DES UNITES DE METHANISATION.....	264
17.20.1	DESCRIPTION GENERALE DE LA METHODE.....	264
17.20.2	ILLUSTRATION DE LA METHODE.....	264
17.21	ÉLÉMENTS TECHNICO-ECONOMIQUES RELATIFS AU RESEAU DE GAZ.....	266
17.22	CALCUL DES COUTS DU RESEAU DE DISTRIBUTION EXISTANT ET DU STOCKAGE.....	270
17.22.1	COUT DU RESEAU DE DISTRIBUTION.....	270
17.22.2	COUT DU STOCKAGE.....	271
17.23	RESULTAT DES ETUDES TERRITORIALES.....	272
17.24	BILAN ECONOMIQUE DES SCENARIOS.....	276
17.25	BILAN DES EMISSIONS DE CO₂ (EQUIVALENT) DES SCENARIOS.....	278
17.26	DESCRIPTION DU SYSTEME ELECTRIQUE ASSOCIE A CHAQUE SCENARIO GAZ.....	279
17.27	EVALUATION DU NOMBRE D'UNITES DE PRODUCTION.....	281



1 Contexte et objectifs

Après une première étude menée par l'ADEME sur la place de l'électricité renouvelable dans le mix électrique – qui montre notamment qu'une très forte pénétration d'électricité renouvelable est envisageable sur un plan technico-économique – la présente étude s'intéresse à la deuxième énergie de réseau la plus consommée : le vecteur gaz.

Dans cette période décisive pour la transition énergétique, ce travail mené en partenariat par l'ADEME, GRDF et GRTgaz contribue à la réflexion sur la stratégie volontariste de la France pour baisser ses émissions de CO₂ en maîtrisant sa consommation énergétique et en développant des énergies renouvelables.

Il s'agit ici d'une étude technique à caractère prospectif et non d'un scénario politique.

Les gains d'efficacité énergétique et la baisse de la demande énergétique considérés dans cette étude sont ceux de l'Actualisation du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050¹. Ainsi, le niveau de demande finale en 2050 en gaz de réseau est de l'ordre de 300 TWh contre 460 TWh aujourd'hui.

L'objet principal de cette étude est d'analyser les conditions de faisabilité technico-économique d'un système gazier basé à 100 % sur du gaz renouvelable à horizon 2050. Elle cherche à répondre aux questions suivantes :

- Quelle pourrait être la ressource en gaz renouvelable ou de récupération disponible en 2050 en France métropolitaine?
- Serait-elle suffisante pour satisfaire la demande de gaz chaque jour et en tout point du réseau ?
- Quelles évolutions des réseaux ou des filières de production seraient nécessaires?
- Quelles sont les contraintes et les marges de manœuvres techniques disponibles? Quel serait l'impact sur le coût moyen du gaz délivré ?

¹ ADEME, Enerdata, et Energies Demain, « Actualisation du scénario énergie-climat - ADEME 2035-2050 », septembre 2017,

2 Périmètre de l'étude

- L'étude est centrée sur la France métropolitaine: les ressources sont nationales et les possibilités d'importation de gaz renouvelable n'ont pas été prises en compte ;
- L'étude est focalisée sur le gaz de réseau : elle n'explore pas tous les potentiels d'augmentation des usages hors réseau de gaz renouvelable (ex: cogénération de biogaz) ou via des infrastructures tierces (ex : réseau dédié ou production/consommation décentralisée d'hydrogène)² ;
- Cette étude n'identifie pas la trajectoire pour parvenir à 2050 ;
- Cette étude n'a pas visé l'optimisation du système énergétique global (tous vecteurs, tous usages).

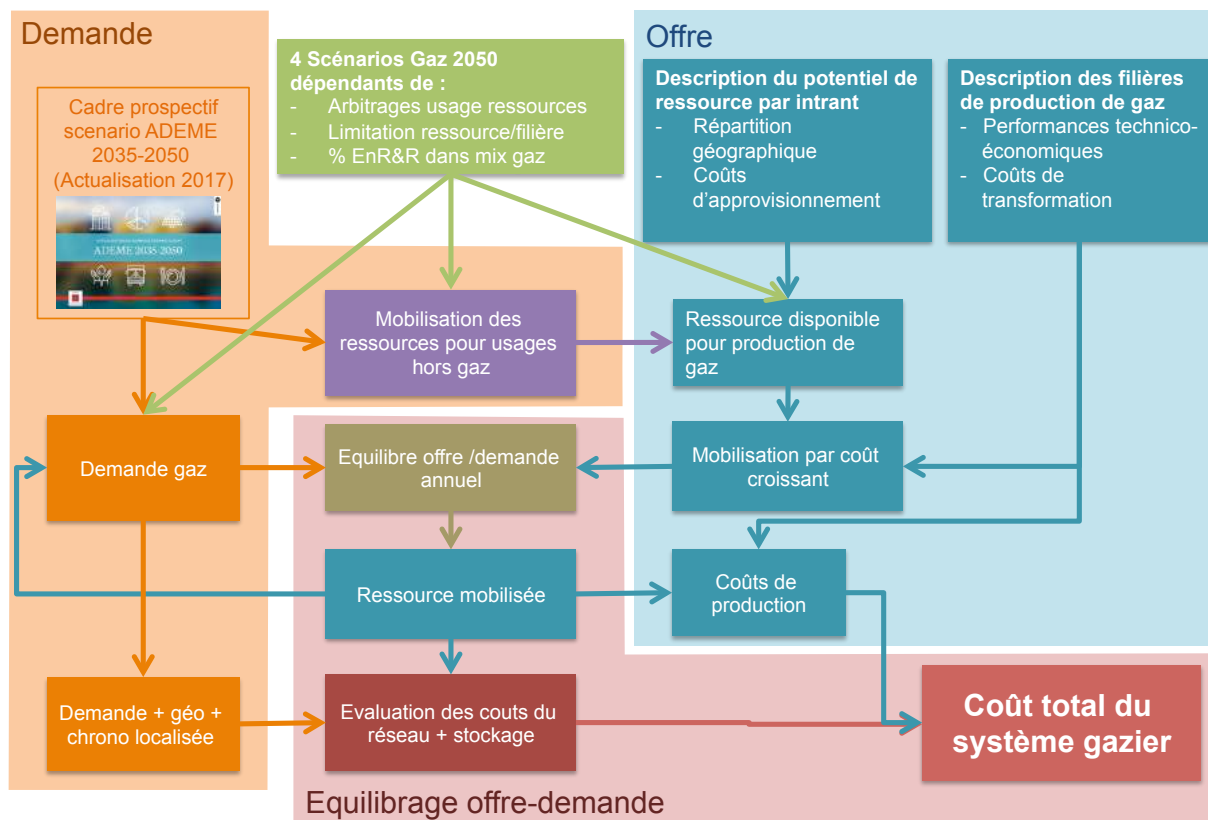
² Il n'exclut néanmoins pas la possibilité d'injection directe d'hydrogène dans les réseaux de gaz, dans une certaine proportion.

3 Méthodologie générale

La réalisation de cette étude nécessite trois phases importantes d'étude :

- L'évaluation des potentiels de production de gaz renouvelables et de récupération,
- La caractérisation de la demande de gaz en 2050
- L'équilibrage offre demande, avec la modélisation du réseau gazier et du stockage.

Figure 1 – Méthodologie de l'étude



3.1 L'évaluation des potentiels de production de gaz renouvelables

Cette première partie consiste principalement à effectuer une synthèse bibliographique pour estimer l'ensemble des ressources pouvant être mobilisées pour la production de gaz renouvelable ou de récupération en 2050, seules les ressources agricoles ont fait l'objet d'un travail spécifique de modélisation. Il s'agit donc en premier lieu d'évaluer les ressources primaires (intrants méthanisables, bois énergie, déchets...) mais aussi de caractériser de manière technico-économique les voies de conversion de matières premières en gaz qualité réseau : coûts d'approvisionnement, rendement, CAPEX et OPEX des unités de conversion...



Au final, l'objectif est d'avoir une évaluation des quantités de gaz mobilisables et leurs coûts de production, selon les différentes filières. La répartition géographique et temporelle est également décrite, en raison de son impact sur les infrastructures réseau.

3.2 Caractérisation de la demande en 2050

La description de la demande constitue également un travail important pour la validité de la modélisation. Des évolutions à la baisse et à la hausse des usages sont attendues d'ici 2050 :

- A la baisse : la transition énergétique vers le 100% renouvelable nécessite en parallèle la mise en place de mesures fortes d'économie d'énergie dans tous les secteurs,
- A la hausse : il s'agit à la fois de nouveaux usages, avec en premier lieu le développement du gaz carburant, mais aussi potentiellement d'évolution d'usages existants tels que la production d'électricité³.

La prise en compte de ces évolutions se traduit globalement par une baisse des consommations annuelles mais aussi par une déformation du profil de consommation journalière, facteur aussi très important pour le dimensionnement des infrastructures gazières.

Ainsi, la modélisation de la demande est réalisée en différenciant les secteurs de consommations mais aussi les usages, en séparant ceux thermosensibles des autres, de manière à bien pouvoir prendre en compte l'impact sur la déformation de la courbe de charge annuelle.

3.3 Equilibre offre-demande et modélisation du réseau gazier

La fonction principale du réseau est d'assurer la connexion entre les unités de production de gaz (ou les points d'importation) et les consommateurs. Il doit donc assurer un équilibre offre/demande :

- Géographique : les productions/importations ne se situent pas aux mêmes lieux que les consommations finales,
- Temporelle : les consommations ne sont pas synchrones aux productions/importations.

Le modèle proposé se base sur une maille départementale au sein de laquelle l'équilibre production/consommation sera réalisé en prenant en compte les aspects temporels (pas de temps journalier). L'équilibre géographique et temporel à l'échelle nationale est ensuite réalisé en prenant en compte les capacités de transport interdépartemental et les capacités de stockage.

³ La production d'électricité à partir de gaz peut évoluer à la baisse ou à la hausse, selon les mix de production électrique et en particulier selon le niveau de power-to-gas. Voir partie 6.1.6.1.

Côté production, la transformation du système actuel à un mix 100% renouvelable va être radicale, puisque l'on passera d'une situation actuelle avec une dizaine de points d'importation à une décentralisation totale de la production avec plusieurs milliers de points de production répartis sur le territoire. Accéder physiquement à cette ressource, notamment la ressource agricole méthanisable à la fois très diffuse et difficilement transportable peut être très impactant en termes d'infrastructure réseau. Pour prendre en compte ces enjeux très locaux, une étude détaillée infra départementale, à la maille cantonale voire communale est réalisée sur 4 départements aux typologies diverses en termes de densité de ressource, densité de réseau et densité de consommation de gaz. L'objet de ces études est principalement d'évaluer les coûts d'évolution des réseaux en fonction de la part de ressource en gaz renouvelable locale mobilisée.

Les conclusions tirées sur ces départements représentatifs permettent ensuite de caractériser chacun des départements français ou d'extrapoler des résultats nationaux.

Au final, différentes variantes sont modélisées en fixant des objectifs de mix énergétique différents. Pour chacune des variantes, la solution permettant le coût au MWh de gaz délivré le plus faible est recherchée.

4 Qu'est-ce qu'un gaz renouvelable ?

On considère comme gaz renouvelable, tout gaz produit à partir de ressources énergétiques renouvelables. L'article L211-2 du code de l'énergie précise que :

« Les sources d'énergies renouvelables sont les énergies éolienne, solaire, géothermique, aérothermique, hydrothermique, marine et hydraulique, ainsi que l'énergie issue de la biomasse, du gaz de décharge, du gaz de stations d'épuration d'eaux usées et du biogaz.

La biomasse est la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales issues de la terre et de la mer, de la sylviculture et des industries connexes, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et ménagers. »

Les gaz renouvelables sont issus de trois principales filières :

- **La méthanisation** : voie biologique qui se base sur l'utilisation de micro-organismes pour décomposer de la matière organique et produire du biogaz principalement composé de méthane et de dioxyde de carbone. Ce biogaz peut ensuite être épuré afin d'obtenir un gaz dont les propriétés thermodynamiques sont équivalentes au gaz naturel.
- **La pyrogazéification ou gazéification** : voie thermo-chimique au sens large⁴, permettant de produire des combustibles solides, liquides ou gazeux à partir de matière organique. Selon les conditions de pression et de température, le procédé peut être orienté vers la production de gaz de synthèse appelé syngas et composé principalement de méthane, d'hydrogène, de monoxyde de carbone et de dioxyde de carbone. Il est possible de compléter le procédé afin d'obtenir un gaz dont les propriétés thermodynamiques sont équivalentes au gaz naturel.
- **Le power-to-gas (PtG)** : procédé de conversion d'électricité en gaz de synthèse. L'électricité doit être d'origine renouvelable pour considérer le gaz produit comme énergie renouvelable. La première étape est constituée par un électrolyseur produisant de l'hydrogène. Une deuxième étape peut être ajoutée pour convertir l'hydrogène en méthane par l'intermédiaire d'une réaction de **méthanation**. Cette dernière réaction nécessite une source de CO₂.

Usuellement, la **méthanisation** concerne des matières rapidement biodégradables. On compte actuellement à la mi-2017, 36 unités de production de biométhane en France. Elles utilisent des sous-produits de l'agriculture (déjections d'élevage, résidus de culture, cultures intermédiaires, herbe), des industries (sous-produits et effluents de l'agroalimentaire), des boues de stations d'épuration urbaines, et des biodéchets

⁴ y compris gazéification hydrothermale.



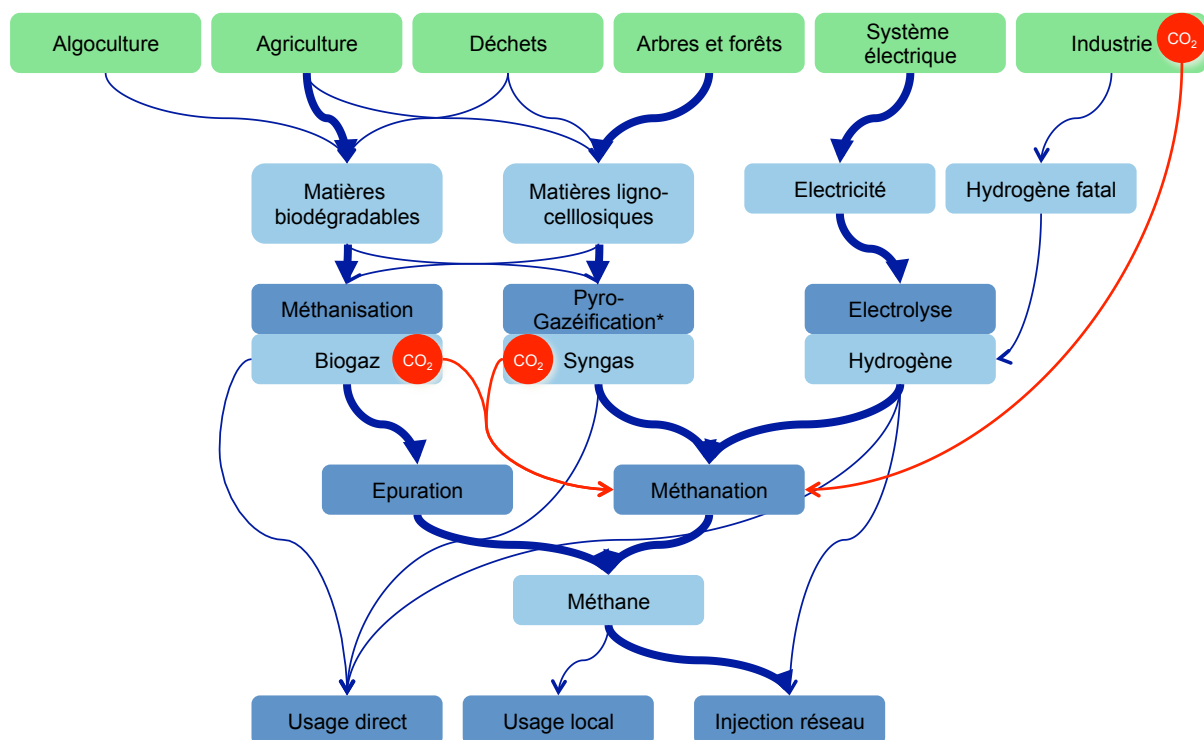
(ménages, restauration collective, distribution). Il est également possible de méthaniser des cultures agricoles ou des algues produites à cet effet.

La **gazéification** s'adresse principalement à des matières ligno-cellulosiques : bois et produits dérivés, pailles, et différents sous-produits ligneux de l'agriculture.

A ces ressources principales s'ajoutent d'autres ressources mineures, comme la gazéification des déchets (dont une part est d'origine biomasse et une autre part est dérivée de la pétrochimie), ou la récupération d'hydrogène fatal dans certaines industries. Il s'agit ici d'énergies de récupération plus que d'énergies renouvelables à proprement parler, on parle généralement d'ENRR pour englober les « énergies nouvelles renouvelables et de récupération ». Notons que ces énergies de récupération pourraient être issues également de sources renouvelables dans le futur, avec le développement des plastiques bio-sourcés par exemple.

Enfin, la production de gaz à partir d'électricité, dite encore power-to-gas (PtG), est sollicitée dans les scénarios comportant une forte proportion d'électricité d'origine solaire ou éolienne, dans une perspective de pilotage de l'équilibre offre-demande du système électrique. Le Power-to-gas permet de transformer les excédents d'électricité en gaz injectable et stockable sur le réseau de gaz naturel. Différents scénarios de prospective énergétique envisagent d'utiliser cette technologie de manière plus régulière, en semi-base (de l'ordre de 3 000 à 4 000 heures par an) dans un objectif de produire du gaz, en considérant que les ressources en gaz renouvelables sont moins abondantes et disponibles que l'électricité renouvelable, compte tenu par exemple de la forte diminution des coûts de production de l'électricité solaire ou éolienne.

Figure 2 - Les différentes voies de production de gaz renouvelables



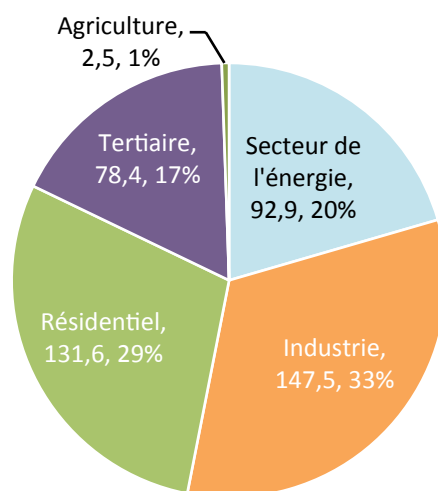
*y compris gazéification hydrothermale (voir 6.1.5)

5 Etat actuel et scénario énergie-climat ADEME 2035-2050

5.1 Etat actuel

D'après les dernières statistiques gazières ⁵, en 2015, en France, la consommation de gaz sur le réseau s'est élevée à 452 TWh_{PCS} ⁶. Les secteurs résidentiel et industriel consomment chacun environ 30%, le secteur tertiaire 17%. Le reste sert principalement au secteur de l'énergie au sens large ⁷. L'agriculture consomme environ 1%.

Figure 3 – Consommation de gaz en France, par secteur d'activité, 2015 ⁸



Le mix d'approvisionnement repose quasiment uniquement sur les importations. En effet, depuis 2013, le gisement de gaz naturel de Lacq n'injecte plus dans le réseau. Il reste, dans le nord de la France une production marginale et déclinante de gaz de mine (247 GWh en 2015, contre 2 TWh au début des années 2000). Mais depuis 2012, l'injection de biométhane issu de méthanisation constitue une nouvelle source de gaz nationale, encore faible, 82 GWh_{PCS} dans le bilan 2015, mais en forte progression :

- injection de 215 GWh_{PCS} en 2016 ⁹
- 5 TWh_{PCS} de projets enregistrés auprès des opérateurs réseau à la fin de l'année 2016 ¹⁰

⁵ SOES, « Le bilan du gaz naturel en France en 2015 », 2017.

⁶ Le bilan prévisionnel indique 461 TWh_{PCS}. (GRDF et al., « Bilan prévisionnel pluriannuel gaz 2016 », 2016.)

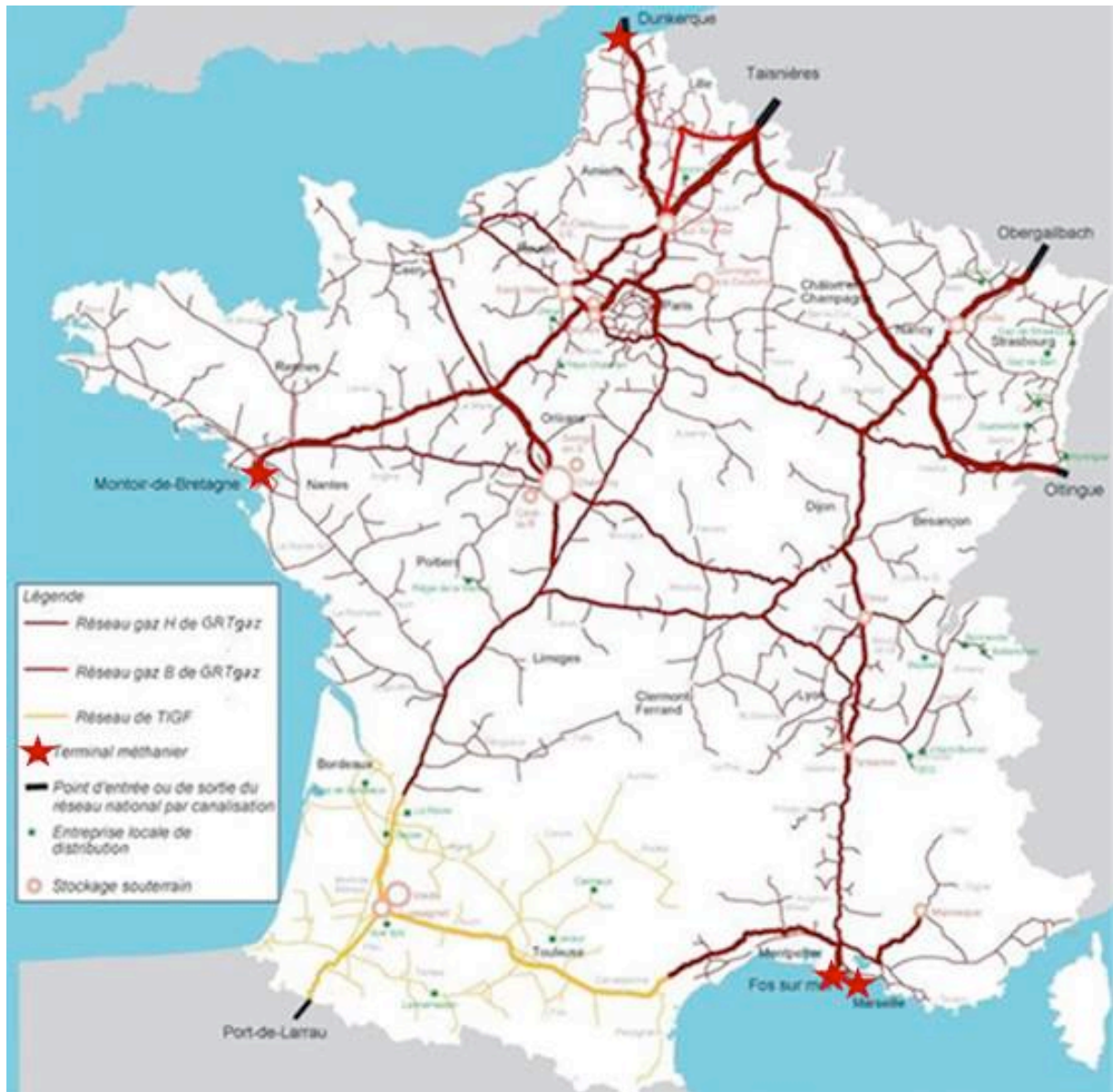
⁷ Le SOES inclut sous cette dénomination également les secteurs du traitement de l'eau et des déchets. En 2015, les centrales électriques gaz (hors cogénération) ont consommées 23 TWh_{PCS} de gaz (estimation faite d'après les données RTE : https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/prod/production_groupe.jsp)

⁸ SOES, « Le bilan du gaz naturel en France en 2015 ».

⁹ GRDF et al., « Panorama du gaz renouvelable en 2016 », 2017.

Ainsi, la quasi-totalité du gaz consommé en France est importée, principalement par gazoduc via les frontières nord et est de la France (Figure 4), mais aussi par bateau sous forme de GNL (Gaz Naturel Liquéfié) par l'intermédiaire des terminaux méthaniers (Fos-sur-Mer, Montoir-de-Bretagne et récemment Dunkerque). Une partie du gaz est réexporté via une connexion au réseau espagnol (point virtuel « Pirineos ») et une interconnexion au réseau italien via la Suisse à Oltingue.

Figure 4 – Carte du réseau gazier français (source : CRE)



Les infrastructures gazières sont composées d'un réseau de transport national maillant le territoire et alimentant les réseaux de distribution locaux. Elles comportent également 16 stockages souterrains de gaz d'une capacité totale d'environ 12 Mm³ (132

¹⁰ GRDF et al.



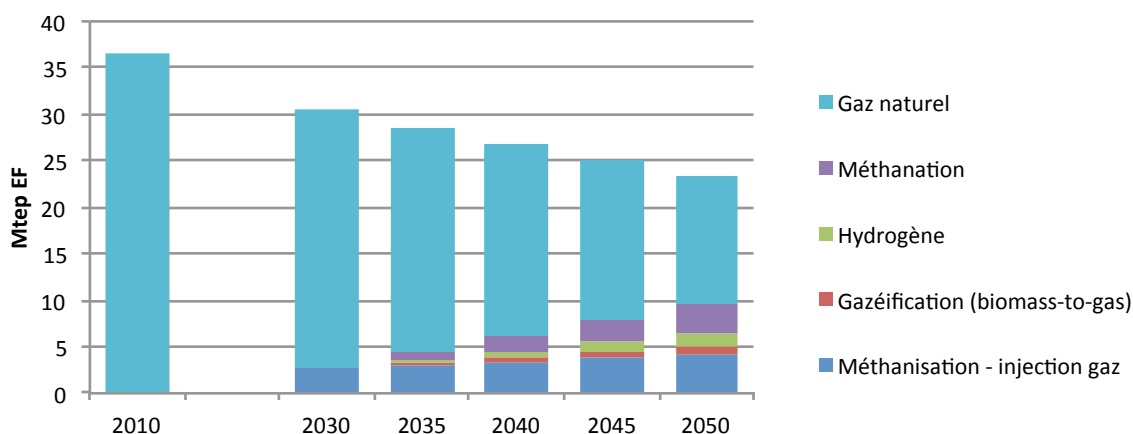
TWh_{PCS})¹¹, soit l'équivalent de près d'un tiers de la consommation annuelle. Cette capacité importante donne une très grande flexibilité, en permettant notamment l'équilibrage entre des importations de gaz relativement constantes au cours de l'année et une consommation fortement saisonnalisée, nettement plus importante en hiver.

5.2 Scénario énergie-climat ADEME 2035-2050

Le cadrage prospectif de la présente étude se base sur le scénario énergie-climat ADEME 2035-2050, mis à jour en 2017¹². Cette vision du système énergétique dans sa globalité propose à la fois des évolutions de la demande, du mix de ressources primaires et des vecteurs intermédiaires.

Dans cet exercice, la consommation de gaz réseau baisse régulièrement pour atteindre 23,5 Mtep_{PCI}, soit 305 TWh_{PCS}, en 2050. Parallèlement, la part d'énergie renouvelable dans le mix énergétique du réseau de gaz augmente pour parvenir à 40 % (Figure 5).

Figure 5 – Evolution du mix énergétique du réseau de gaz en France, selon ¹³



Si l'on intègre par ailleurs les usages gaz hors réseau¹⁴, on peut ajouter un total de 29TWh_{PCS} de gaz renouvelable : la part de gaz renouvelables dans le mix gaz atteint ainsi 46%.

Les principales ressources renouvelables que constituent les substrats méthanisables et le bois et ses dérivés sont présentés sur les figures suivantes. Il s'agit d'une part de présenter les ressources et d'autre part leurs voies de valorisation, dont l'injection fait partie¹⁵.

¹¹ www.gasinfocus.com

¹² ADEME, Enerdata, et Energies Demain, « Actualisation du scénario énergie-climat - ADEME 2035-2050 ».

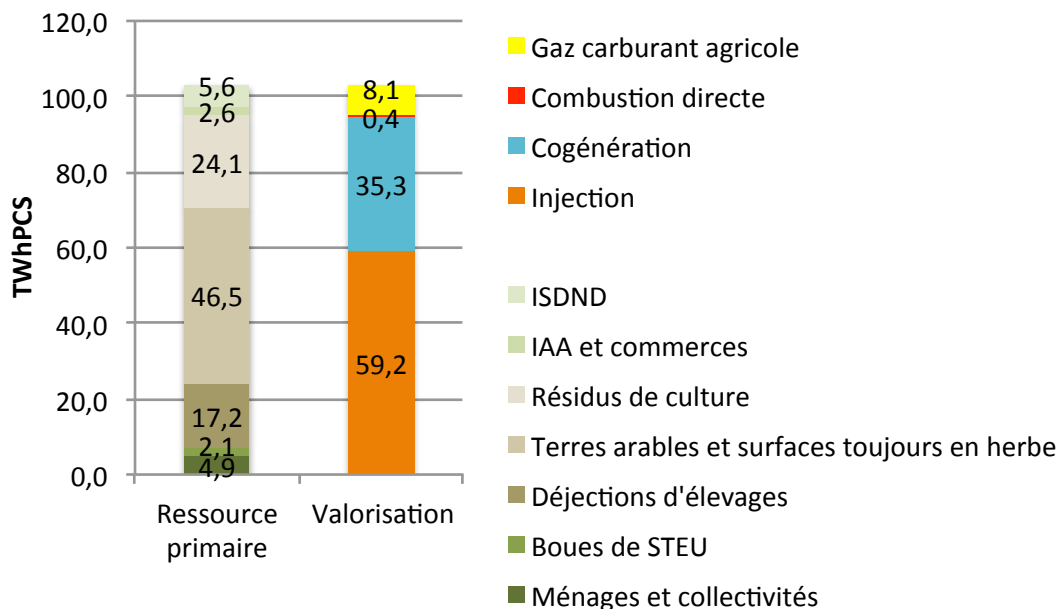
¹³ ADEME, Enerdata, et Energies Demain, « Prestation d'accompagnement du travail de mise à jour des scénarios énergétiques ADEME 'Visions 2030-2050' », 2016.

¹⁴ Biogaz industrie, biogaz GNV direct (agriculture), Biogaz cogénération

¹⁵ Une faible part de cette biomasse était aussi orientée vers la production de biocarburants liquides.

Pour le biogaz (Figure 6), ainsi sur un total de 103 TWh_{PCS} de ressources primaires biogaz, 59 TWh_{PCS} sont dédiées à l'injection, 35 TWh_{PCS} à la cogénération¹⁶ et 8 aux usages directs (industrie mais surtout carburant « à la ferme »).

Figure 6 - Ressources méthanisables dans scénario énergie-climat ADEME 2035-2050¹⁷



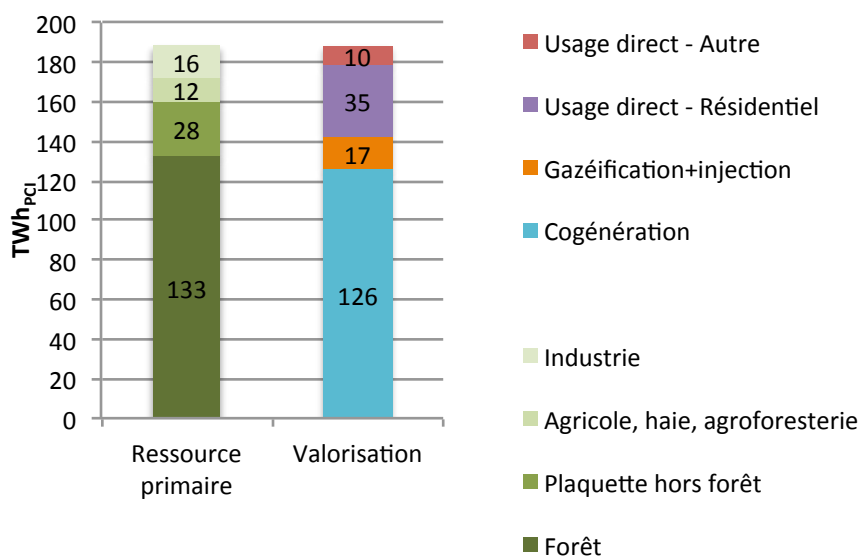
Pour le bois énergie et ses dérivés, la majorité des 188 TWh_{PCI} de ressource primaire est valorisée en cogénération (126 TWh_{PCI})¹⁸. Le reste est utilisé pour la production de chaleur en usage direct (Résidentiel 35 TWh_{PCI} + autre secteur 10 TWh_{PCI}). Moins de 10 % de la ressource (17 TWh_{PCI}) est gazéifié pour l'injection dans le réseau.

¹⁶ Les rendements considérés sont 40% en électricité et 20% en chaleur 20% (pertes 20%)

¹⁷ ADEME, Enerdata, et Energies Demain, « Prestation d'accompagnement du travail de mise à jour des scénarios énergétiques ADEME 'Visions 2030-2050' ».

¹⁸ Les rendements considérés sont 20% en électricité et 56% en chaleur 20% (pertes 24%)

Figure 7 - Ressources « biomasse combustion » dans le scénario énergie-climat ADEME 2035-2050 ¹⁹



Enfin, concernant le power-to-gas, une production de 20 TWh_{PCS} d'hydrogène plus 39 TWh_{PCS}, soit un total de 59 TWh_{PCS} est pris en compte et injecté dans le réseau de gaz.

5.3 Leviers pour atteindre le 100% gaz ENR

Comme explicité dans la partie précédente, dans le scénario énergie-climat 2035-2050²⁰, le réseau de gaz présente une part de 40% seulement de gaz renouvelable. Pour atteindre l'objectif de 100%, les leviers suivants vont être étudiés :

- Ré-évaluer, à l'aide des dernières études disponibles, les diverses ressources primaires de biomasse pouvant être mobilisées.
- Réviser les arbitrages des ressources primaires entre les vecteurs énergétiques à la faveur du réseau de gaz (par exemple la répartition entre injection et cogénération du biogaz ou du bois).
- Augmenter le power-to-gas, pour l'utiliser au-delà d'un simple outil de flexibilisation du système électrique, et faire de l'électricité renouvelable une source à part entière d'énergie pour les usages gaz.

¹⁹ ADEME, Enerdata, et Energies Demain, « Prestation d'accompagnement du travail de mise à jour des scénarios énergétiques ADEME 'Visions 2030-2050' ».

²⁰ ADEME, Enerdata, et Energies Demain.

6 Description des ressources primaires

6.1 Energie renouvelable

6.1.1 Introduction sur la biomasse

6.1.1.1 Principes généraux

Pour estimer les ressources en biomasse mobilisables pour la production de gaz renouvelable, on évalue tout d'abord la production totale de biomasse, tous usages confondus.

A partir de cette production totale de biomasse, on estime ensuite la fraction qui peut être utilisée pour la production d'énergie.

Enfin, on opère des arbitrages entre les différents usages énergétiques pour déterminer la part affectable à la production de gaz renouvelable.

Le chapitre ci-dessous détaille les deux premières étapes de la démarche, la dernière étape sera présentée dans la partie 10.

Il est nécessaire de fixer un cadre de réflexion d'une part sur la production totale de biomasse, et d'autre part sur la fraction utilisable pour l'énergie.

Nous proposons :

- d'inscrire la réflexion générale dans le cadre de scénarios prospectifs sur l'usage des terres et de la biomasse, en parallèle et en complément de scénarios prospectifs sur l'énergie ;
- d'adopter des partis-pris sur la place des bioénergies dans l'utilisation des terres et de la biomasse.

6.1.1.2 Production totale primaire de biomasse

On parle de ressource primaire en biomasse pour désigner l'ensemble des productions végétales d'origine agricole, forestière ou algale, directement issues du processus de photosynthèse.

Les volumes et la nature de ces productions sont liés aux choix des systèmes agricoles et sylvicoles. Il est possible d'augmenter la quantité de biomasse produite par l'agriculture et la forêt en choisissant les types de plantes cultivées, en jouant sur les facteurs de production, en modifiant les pratiques.

La quantité maximale qu'il est possible de produire est contrainte par différents facteurs de nature physique ou biologique.

Comme tous les secteurs de l'économie, l'agriculture et la forêt doivent participer à l'atteinte du « facteur 4 », c'est-à-dire la division par 4 de l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050, objectif réaffirmé dans la Loi sur la transition énergétique pour la croissance verte adoptée en 2015. La Stratégie nationale bas carbone propose des objectifs par secteur : ainsi les émissions de gaz à effet de serre dans le secteur agricole et forestier devraient diminuer de 13 % d'ici 2024-2028.

A la question de la lutte contre le changement climatique, s'ajoutent de nombreuses autres considérations à prendre en compte dans les scénarios de production agricole ou

forestière : consommation de ressources non renouvelables, impacts sur l'air, l'eau, la santé, les paysages, la biodiversité, le sol.

Les travaux de prospective en matière d'agriculture et de forêt doivent donc intégrer l'ensemble de ces problématiques.

6.1.1.3 Raisonner les usages de la biomasse

Ces productions sont ensuite utilisées à différentes fins. On peut distinguer plusieurs familles d'utilisation des différentes catégories de biomasse : alimentation humaine directe, alimentation animale, matériaux biosourcés, bioénergies. Une fraction de la biomasse doit également être laissée non exploitée pour fournir les besoins vitaux aux écosystèmes, à la faune, aux microorganismes du sol.

Ces différents usages sont parfois en concurrence, parfois en synergie. Par exemple, l'extension des terres cultivées dans certaines régions du monde peut se faire au détriment de la forêt : il s'agit d'une concurrence. Inversement, la sylviculture destinée à produire du bois d'œuvre génère des petits bois valorisables comme source d'énergie : il s'agit d'une synergie entre usages matières et usages énergétiques.

La concurrence ne porte pas uniquement sur les usages de la biomasse (concurrence directe) mais également sur les usages des sols (concurrence indirecte). Il convient d'ajouter également la concurrence exercée par l'artificialisation des sols, et de façon plus générale la question du changement de l'affectation des terres.

Cette problématique des concurrences d'usages fait l'objet depuis de nombreuses années d'une abondante littérature scientifique, économique et politique à travers le monde, tant ce sujet est majeur et au cœur de nombreuses controverses.

De nombreux textes de référence – notamment en France le Grenelle de l'Environnement puis récemment la Stratégie Nationale du Développement Durable – ont adopté le principe de la *hiérarchisation* des usages de la biomasse, qui définit des usages prioritaires (par exemple, la primauté de la vocation alimentaire des productions agricoles). La Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse développe également une notion complémentaire, celle de *l'articulation* entre les usages de la biomasse, exprimant le fait que la primauté d'un usage ne signifie pas l'exclusivité, et intégrant la complexité du sujet.

6.1.1.4 Cadre prospectif

De la même manière que les données énergétiques de cadrage sont issues de travaux prospectifs généraux, tels que le scénario énergie-climat 2035-2050, les données de cadrage en matière d'agriculture reposent sur des scénarios prospectifs intégrés qui prennent en compte la diversité des objectifs pour l'agriculture et la forêt.

Les scénarios détaillés concernant l'agriculture à l'horizon 2050 sont les travaux de l'ADEME, ou ceux de Solagro présentés dans la prospective Afterres2050²¹. Ces travaux

²¹ SOLAGRO, *Le scénario Afterres2050: version 2016* (Toulouse: Solagro, 2017), http://afterres2050.solagro.org/wp-content/uploads/2015/11/Solagro_afterres2050-v2-web.pdf.

seront qualifiés de manière générique de scénarios « Facteur 4 », c'est-à-dire qu'ils représentent la composante agricole de scénarios visant cet objectif de division par 4 des émissions de gaz à effet de serre, tous secteurs confondus, à l'horizon 2050 (le facteur de réduction des gaz à effet de serre des secteurs agricole et forestier est de 2).

L'exploitation qui est faite ici de ces scénarios se limite aux questions de production de bioénergies. L'objectif est de s'assurer que les ressources mobilisées dans un scénario 100 % gaz renouvelable restent compatibles avec l'atteinte du facteur 4.

6.1.1.5 Partis pris : principaux déterminants de la mobilisation des bioénergies

- **Non concurrence avec l'alimentation**

La quantité de grains (c'est-à-dire de matières riches en amidon, sucre, protéines ou huiles et consommables en alimentation humaine) que l'on souhaite utiliser comme source d'énergie est un choix politique qui relève de nombreux arbitrages reposant sur des critères économiques, environnementaux et sociaux.

Le parti pris de l'étude est de mobiliser des ressources en biomasse qui **n'entrent pas en compétition avec l'alimentation humaine**, directement (usages de la biomasse) ou indirectement (usages des terres). Aucune surface agricole ou forestière n'est dédiée à la production de gaz renouvelable.

A noter que la loi autorise actuellement d'avoir jusqu'à 15% de cultures dédiées²².

- **Non concurrence avec les usages matières**

Il n'est pas envisagé non plus de compétition avec les usages matériaux : le scénario proposé ici permet au contraire de maintenir voire d'augmenter les usages de bois matériau, ainsi que les usages de paille matériau. Les scénarios de type « 100 % énergie renouvelable » sont généralement couplés à des scénarios qui visent une substitution des matières non renouvelables par des bioressources.

Le parti pris de l'étude est de **permettre un développement conséquent des filières bioressources**, principalement pour le bois, mais également pour la paille.

- **Augmentation du stock de carbone stable dans les écosystèmes**

Le parti pris est à la fois **d'augmenter le stock de carbone dans les écosystèmes agricoles et forestiers (sols, végétation) et de substituer de la biomasse à des énergies fossiles**, si possible sans compétition entre ces deux fonctions, sinon en proposant un équilibre raisonné sur la base d'un bilan global en gaz à effet de serre.

Le « bilan carbone » des bioénergies n'est en effet pas « intrinsèquement neutre » : il dépend de la balance entre les effets de déstockage de carbone d'une part, liés aux

²² Décret n° 2016-929 du 7 juillet 2016

prélèvements, et aux effets de stockage et de substitution à des énergies fossiles d'autre part. Ces questions sont abordées plus en détail en annexes 17.1 et 17.2.4.

Il est important de distinguer 2 cas : le prélèvement de biomasse sans retour au sol, pour les utilisations comme combustible ou matériau ; et le prélèvement avec retour au sol d'une partie de la biomasse (digestat de méthanisation, qui contient la fraction stable et une partie de la fraction biodégradable de la biomasse initiale).

En cas de prélèvement sans retour (exportation au sens agronomique usuel), la quantité exportée doit tenir compte de la capacité des sols à supporter un prélèvement durable de biomasse (au-delà des prélèvements ordinaires de grain, herbe et fourrage).

Les prélèvements suivis d'une restitution (cas de la méthanisation) présentent un faible impact sur le carbone du sol (cf. en annexe 17.2.4). Ils doivent être raisonnés dans une approche plus globale de l'agrosystème, tenant compte notamment de l'évolution des pratiques dans le futur.

- **Augmentation de la vie biologique des sols**

La biomasse laissée au sol alimente les microorganismes présents dans le sol. Les prélèvements doivent être raisonnés de manière à assurer cette fonction, voire à l'augmenter. Il s'agit ici non de la matière organique stable, qui génère l'humus des sols, mais de la matière dite « labile », qui subsiste moins d'un an dans les sols.

Le parti pris est de mobiliser des solutions qui permettent à la fois le prélèvement de la biomasse pour la production d'énergie, tout en conservant suffisamment de biomasse labile au sol.

6.1.2 Productions agricoles

6.1.2.1 Production de biomasse végétale agricole

6.1.2.1.1 Scénarios prospectifs agricoles comparés

Le Tableau 1 ci-dessous présente les principales surfaces et productions agricoles végétales selon 3 situations :

- la situation actuelle, basée sur les statistiques agricoles (moyenne des dernières années) ;
- un scénario A « compatible Facteur 4 » (de type scénario énergie-climat ADEME 2035-2050 ou Afterres2050) où les émissions de gaz à effet de serre de l'agriculture sont divisées par 2 environ ;
- un scénario B, « tendanciel » conçu à partir de la prolongation des principales tendances actuelles en termes d'utilisation des terres et de rendements ;



Les principales tendances communes aux différents scénarios, sont l'augmentation des surfaces artificialisées²³, au détriment de la surface agricole, et la diminution des prairies naturelles au profit des terres arables et de la forêt. Il s'agit de tendances de long terme, engagées depuis plusieurs décennies, et qui devraient se poursuivre.

Le scénario A « compatible Facteur 4 » mise sur une plus grande proportion de cultures dédiées à l'alimentation humaine, et une diminution plus marquée des cultures fourragères, liée à une diminution du nombre d'animaux d'élevages, tout en cherchant à préserver les prairies naturelles. Il repose sur un développement important des systèmes de production économes en intrants, tels que l'agriculture biologique ou l'agriculture de conservation. Tout en conservant un niveau de production élevé, le scénario A permet une forte réduction des impacts environnementaux : division par 2 des émissions de gaz à effet de serre, réduction significative des émissions d'ammoniac, de la consommation d'énergie et d'engrais azotés, de l'utilisation des produits phytosanitaires, etc.

Le scénario B « Tendancier » conserve les cultures fourragères, mais perd plus de prairies naturelles, conformément aux évolutions constatées sur les élevages de ruminants, qui constituent les principaux déterminants de ces évolutions. Il voit la généralisation de systèmes de production plus performants qu'aujourd'hui, notamment avec un recours aussi systématique que possible aux cultures intermédiaires, mais la proportion des systèmes en agriculture biologique ou agriculture de conservation est nettement plus faible que dans le scénario A. Le scénario B permet de produire plus de céréales, oléagineux et fourrages, mais il génère plus d'impacts que le scénario A.

²³ Une surface artificialisée correspond à des sols bâtis ou revêtus et stabilisés (routes, voies ferrées, parkings, chemins...).
Définition EUROSTAT

Tableau 1 – Comparaison de scénarios prospectifs agricoles

	Actuel	2050	
		A « Facteur 4 »	B « Tendanciel »
Surfaces, millions ha			
Céréales, oléoprotéagineux	12,4	13,4	12,8
Fruits, légumes, vignes, cultures industrielles ou pérennes	1,9	2,2	1,9
Cultures fourragères	4,7	2,4	4,5
Prairies naturelles	9,7	8,9	8,1
TOTAL SAU	28,7	27,0	27,2
Productions végétales, millions de tonnes			
Céréales, oléoprotéagineux	79	55	63
Fruits, légumes, vignes, cultures industrielles ou pérennes	58	58	55
Cultures fourragères (MS)	38	19	32
Prairies naturelles (MS)	41	35	31

6.1.2.1.2 Biomasse agricole potentiellement méthanisable

La biomasse agricole végétale potentiellement méthanisable est constituée des cultures intermédiaires, dites aussi CIMSE (Cultures intermédiaires multiService environnemental²⁴), et des résidus de culture.

S’y ajoute également de l’herbe (sur prairies naturelles ou cultures fourragères) dans certains systèmes agronomiques particuliers.

Les cultures principales dédiées ne sont pas prises en compte dans nos hypothèses de base (voir 6.1.1.5).

La production de résidus de cultures est proportionnelle au rendement des différentes cultures concernées. Les deux scénarios prennent en compte les effets du changement climatique sur les rendements des cultures, et la progression de systèmes moins

²⁴ Les cultures intermédiaires sont des cultures implantées entre deux cultures principales. Elles présentent de nombreux atouts agronomiques : piégeage des nitrates résiduels du sol, protection du sol contre l’érosion, limitation du développement des adventices (« mauvaises herbes »). Voir par exemple <http://dicoagroecologie.fr/encyclopedie/culture-intermediaire/>. Selon le caractère que l’on souhaite souligner et les pratiques agricoles utilisées, on rencontre également les appellations de CIVE (Cultures intermédiaires à vocation énergétique) ou de CIPAN (cultures intermédiaires piège à nitrate).

productifs (agriculture biologique), d'où une moindre production de résidus de cultures, notamment de pailles de céréales. Cette diminution est plus forte pour le scénario A du fait d'une proportion plus importante d'agriculture biologique, donc un moindre rendement global en céréales.

La production de CIMSE est de l'ordre de 50 Mt_{MS} (millions de tonnes de matières sèches) dans les deux scénarios.

On fait en effet l'hypothèse que, quel que soit le scénario agricole, il est possible de généraliser les cultures intermédiaires dans la grande majorité des systèmes de production. Ces cultures offrent en effet de nombreuses fonctionnalités agroécologiques, et les limites à leur génération sont principalement agronomiques : contexte pédo-climatique²⁵ et possibilité d'intégration dans une rotation de cultures.

On distingue deux types de CIMSE : les « CIMSE d'hiver », semées en début d'automne et récoltées avant le semis des cultures dites d'été (tournesol, maïs), les « CIMSE d'été » semées après des cultures, dites d'hiver, telles que l'orge de printemps.

Il est important de souligner que l'évolution du climat permettra de cultiver à large échelle les « CIMSE d'été », notamment en suivant une culture de blé. Le blé représente à lui seul près de 5 millions d'hectares, soit le tiers des terres arables²⁶, et l'avancée de sa date de récolte permettra d'implanter plus facilement des cultures intermédiaires, qui bénéficieront d'une durée de pousse plus longue qu'aujourd'hui, et produiront donc plus de biomasse.

Tableau 2 – Production de cultures intermédiaires et de résidus de culture

Millions de tonnes de matières sèches (Mt _{MS})	Actuel	2050	
		A	B
Cultures intermédiaires – CIMSE	2	53	49
Production de résidus de cultures	77	56	62
Total CIMSE + résidus	79	109	111

En additionnant les CIMSE et les résidus de culture, le potentiel de matières végétales utilisables en méthanisation, hors culture principale, passe de 79 MtMS actuellement à 110 MtMS dans les scénarios A ou B.

On voit donc que l'incidence du choix d'un scénario ne modifie pas sensiblement le potentiel de matières végétales méthanisables.

L'hypothèse la plus importante porte sur le potentiel de production de CIMSE.

²⁵ Le pédoclimat est le climat d'un sol, qui résulte de la conjonction de facteurs climatiques locaux et des propriétés du sol.

²⁶ Les terres arables comprennent les grandes cultures, les cultures maraichères, les prairies artificielles et les terrains en jachère. La SAU est également composée des surfaces toujours en herbe, et des cultures permanentes (vignes, vergers...).

6.1.2.1.3 Fraction de CIMSE et résidus de culture utilisables pour la méthanisation

La totalité des résidus de culture et de CIMSE ne peut pas être utilisée en méthanisation.

La fraction utilisable pour la méthanisation doit prendre en compte plusieurs critères :

- Le taux de récolte des CIMSE : le rendement de production des CIMSE est aléatoire, il varie plus fortement que celui des cultures annuelles. Les CIMSE ne sont pas toujours récoltables, il arrive – selon le contexte pédo-climatique et les aléas météorologiques - que la production ne puisse pas être récoltée.
- Les autres usages des résidus de culture : ceux-ci sont utilisés également en litière animale, et seront à l'avenir de plus en plus utilisés comme biomatériau.
- Le bilan carbone global (voir annexe 17.1) doit être très positif, c'est-à-dire que les émissions évitées de GES par substitution énergétique doivent être très supérieures au déficit de carbone des sols impliqué par l'utilisation de cette biomasse en méthanisation plutôt qu'en retour intégral au sol.
- Le bilan en carbone labile (voir annexe 17.1) doit être également très positif.

On considère que les CIMSE ne sont récoltées que si le rendement dépasse un seuil de faisabilité minimal, qui dépend lui-même du niveau de valorisation économique des CIMSE, et donc in fine du prix de vente du biométhane.

Le seuil actuellement constaté sur les projets de méthanisation utilisant une fraction significative de CIMSE est de l'ordre de 4 tonnes de MS par ha. C'est ce seuil que nous conserverons comme limite. Il correspond à un taux de récolte au niveau national de 50 %. La production non récoltée est laissée au champ, jouant uniquement des fonctions agronomiques.

Pour les résidus de culture, le taux de mobilisation peut être plus élevé. Néanmoins, il paraît plus prudent de ne pas envisager des taux très supérieurs à ceux qui sont pratiqués actuellement. Les résidus de culture sont également moins méthanogènes que les CIMSE. Un taux de 20 % semble un objectif réaliste. Il permet également d'envisager d'autres usages aux résidus de culture (matériaux, carburants 2nde génération), sans atteinte aux fonctions agronomiques.

Concernant les critères en carbone total et en carbone labile, l'évaluation des scénarios étudiés doit tenir compte de leurs conditions de faisabilité.

Un scénario avec une forte production de CIMSE suppose en effet des mécanismes d'encouragement significatif²⁷. La voie méthanisation est justement l'un de ces mécanismes : elle permet de donner une valeur économique à des productions qui remplissent par ailleurs des fonctions agronomiques et environnementales importantes.

La question n'est donc pas de comparer un scénario avec un fort taux de prélèvement de CIMSE et résidus, avec un scénario à faible taux de prélèvement ; mais un scénario qui

²⁷ Il ne s'agit pas ici de simple CIPAN – cultures intermédiaires pièges à nitrate – qui sont obligatoires dans les zones particulièrement vulnérables à la pollution azotée.



encourage la production et la récolte des CIMSE, avec un scénario qui serait moins favorable à ces productions²⁸.

Un scénario avec un niveau élevé de production et de prélèvement de CIMSE est meilleur sur ces deux critères (carbone total / carbone labile), qu'un scénario avec un niveau de production moindre et sans aucun prélèvement²⁹.

En conclusion, le scénario sur la biomasse végétale agricole retenu pour cette étude consiste à :

- **généraliser les CIMSE avec un haut niveau de production, partout où le contexte le permet ;**
- **prélever les productions de CIMSE récoltables, c'est-à-dire celles qui dépassent un niveau minimum de rendement à l'hectare, soit 21 MtMS ;**
- **prélever 20 % de la production de résidus de culture, soit 14 MtMS.**

Ce scénario permet de concilier à la fois le critère de restitution du carbone stable au sol, le critère d'augmentation de l'activité biologique permise par le carbone labile, et la production d'énergie.

6.1.2.1.4 Herbe utilisable en méthanisation

On observe aujourd'hui le développement de projets de méthanisation incluant de l'herbe dans la ration, avec deux familles de cas typiques :

- En exploitations bovines, la méthanisation est utilisée comme un moyen d'optimiser le potentiel de production des prairies de fauche, lorsque la production d'herbe dépasse les besoins du troupeau. Cette situation se rencontre plus particulièrement dans les situations de diminution du cheptel, où cette situation de production n'est pas conjoncturelle mais devient structurelle.
- En grandes cultures, les « jachères de légumineuses » sont parfois pratiquées afin de réduire la dépendance aux achats d'engrais azotés et d'améliorer l'autonomie de l'exploitation agricole. La méthanisation est dans ce cas également utilisée comme un moyen de mieux valoriser ces productions.

Cette production est estimée à environ 11 % de la production totale d'herbe et de cultures fourragères en 2050, soit 5,8 Mt_{MS} utilisées en méthanation..

6.1.2.2 Production agricole d'origine animale (déjections d'élevage)

Les productions agricoles animales utilisées en méthanisation sont les déjections d'élevage de toute nature (fumier, lisiers, fientes de volailles) produites en bâtiment.

²⁸ Ces comparaisons sont présentées en annexe 17.2.4 de manière détaillée

²⁹ Voir les détails en annexes 17.2.4



Les productions se calculent à partir de l'estimation des effectifs d'animaux des principaux cheptels (bovins, ovins, porcs, volailles, etc.), de la production de déjection par tête.

Le temps de présence sous bâtiment est pris en compte, notamment avec le temps de pâture pour les ruminants. Ne sont mobilisées que les déjections dites maîtrisées, et non les déjections laissées au champ lors de la pâture.

Le scénario A de type « Facteur 4 » repose sur les hypothèses principales suivantes :

- les effectifs des différents cheptels vont continuer à diminuer dans les prochaines décennies : il s'agit d'une évolution tendancielle, qui pourrait se renforcer du fait des impératifs de réduction des émissions de méthane ;
- le temps de pâture des ruminants augmente, permettant de freiner malgré tout la perte de prairies permanentes : l'objectif est de maintenir les prairies naturelles et de privilégier les élevages à l'herbe ;
- les systèmes « fumier » augmentent au détriment des systèmes « lisier », pour des raisons d'amélioration des conditions sanitaires des élevages.

Globalement, chacune de ces évolutions contribue à diminuer la production de déjections d'élevage.

L'utilisation de déjections d'élevage en méthanisation ne pose généralement pas de problème agronomique particulier. La principale limite est d'ordre pratique, du fait de la dispersion de la ressource, de sa saisonnalité, et de la difficulté à transporter ou à stocker ces matières.

Le scénario retenu pour cette étude est basé sur la mobilisation de 10 Mt_{MS} de déjection d'élevage, soit 67% de la masse produite.



6.1.2.3 Potentiel de production

Le potentiel de production de biogaz d'origine agricole est estimé à 123 TWh PCS.

Tableau 3 – Bilan du potentiel de production de biogaz d'origine agricole, France, 2050

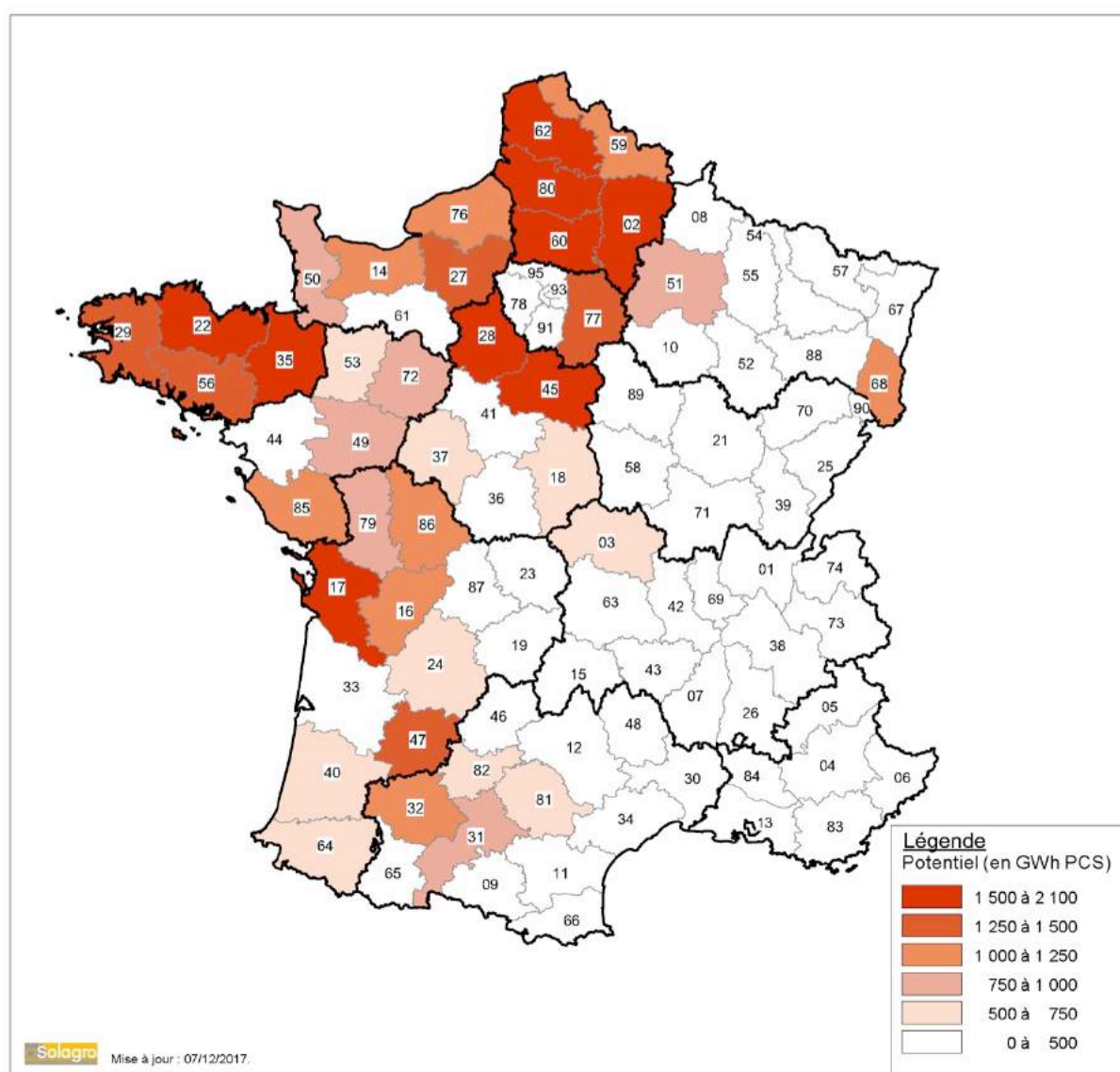
	Masse produite [MtMS]	Masse utilisée [MtMS]	Taux de mobilisation	Energie produite, [TWh _{PCS}]	Milliards de m ³ de méthane
Déjections d'élevages	15	10	67 %	27	2,5
Cultures intermédiaires	41	21	51 %	51	4,6
Herbe et fourrages	53	5,8	11 %	13	1,2
Résidus de culture	62	13	21 %	31	2,8
TOTAL	-	50	-	123	11,2

Le potentiel de production en 2050 est estimé à environ 11,2 milliards de m³ de méthane, dont 2,5 provenant des déjections d'élevage, 2,8 des résidus de culture, 1,2 des herbes et fourrages et 4,6 des CIMSE (voir Tableau 3).

L'ensemble de ces ressources a été cartographié en utilisant un modèle de simulation permettant de traduire les données nationales au niveau cantonal. Les résultats agrégés au niveau régional sont présentés dans l'annexe 17.5.

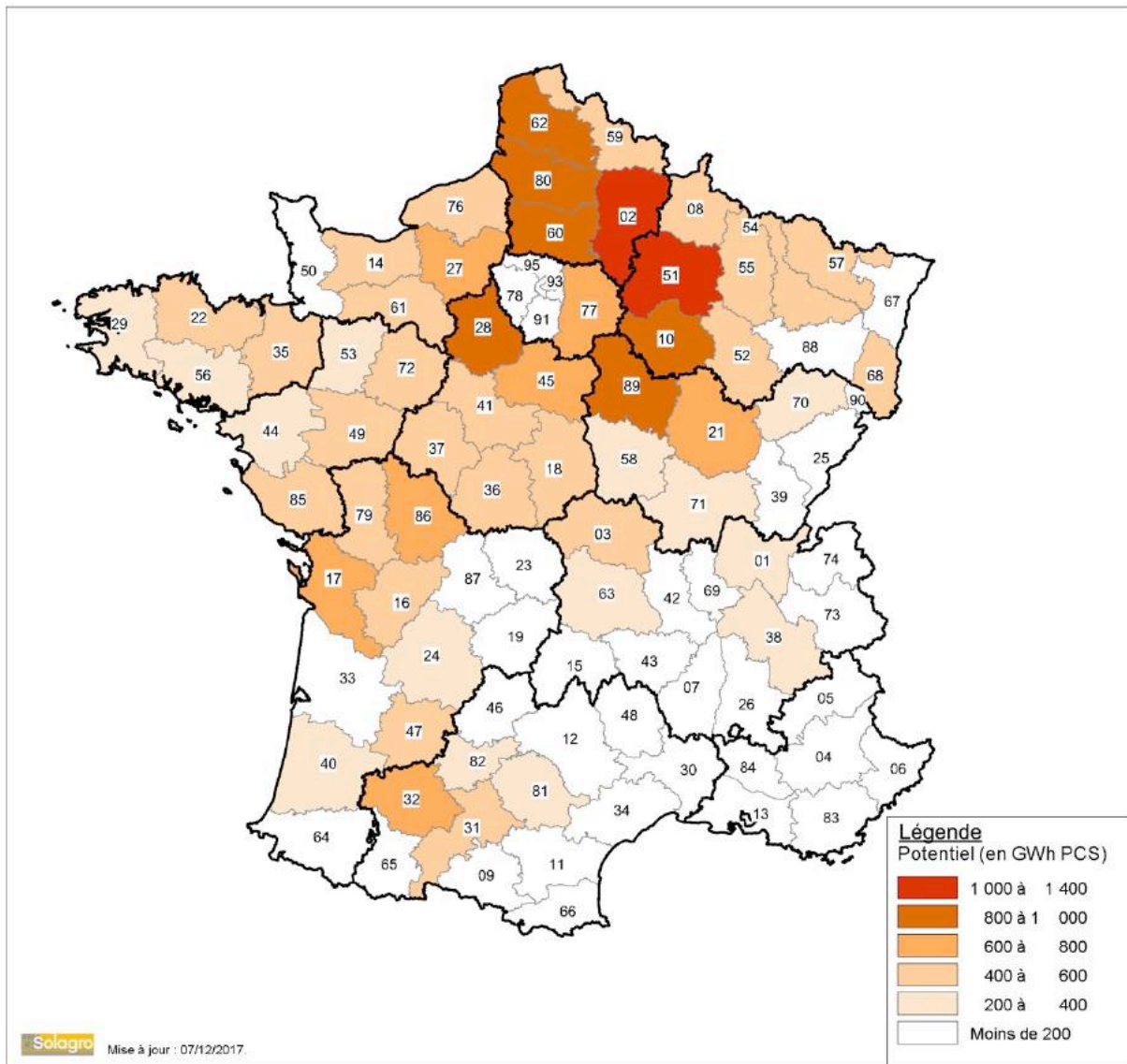
Les quatre principales ressources (CIMSE, Résidus de culture, déjections et herbe) sont présentées sur les cartes suivantes.

Figure 8 – Potentiel départemental de production de méthane à partir de CIMSE, 2050



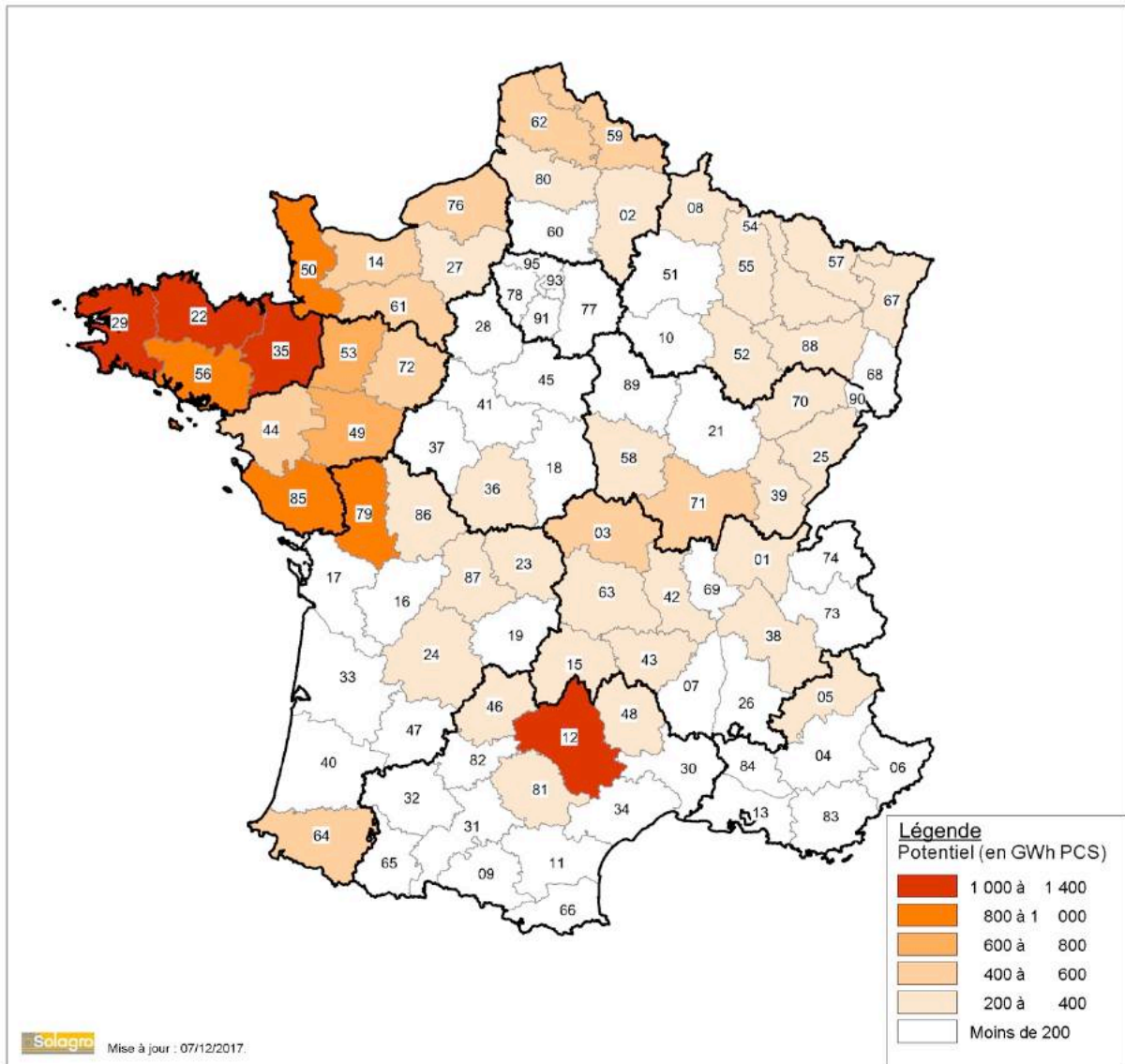
Remarque : La répartition géographique est faite sur la base d'une modélisation (Solagro) à la maille cantonale, puis une agrégation au département.

Figure 9 – Potentiel départemental de production de méthane à partir de résidus de culture, 2050



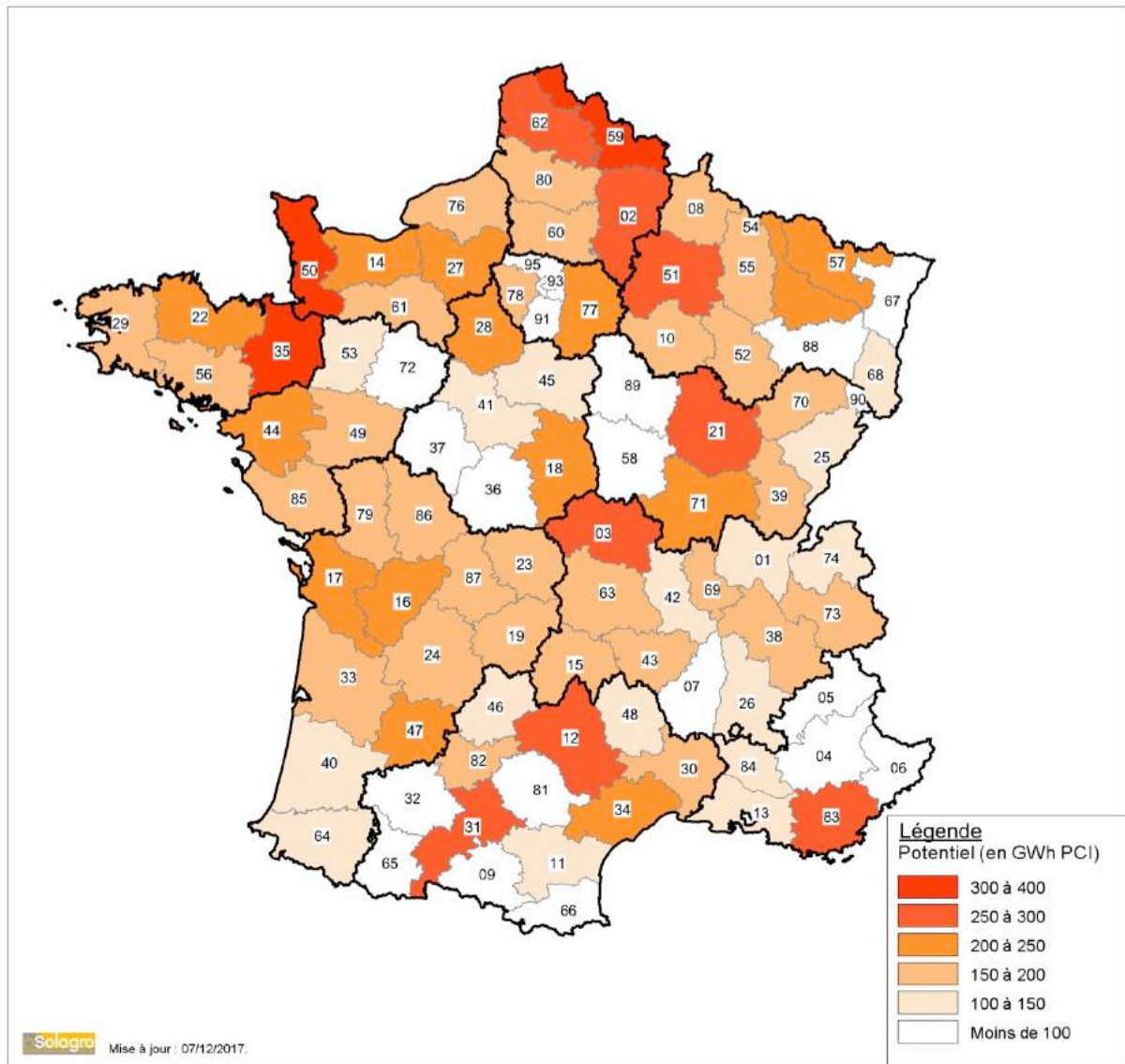
Remarque : La répartition géographique est faite sur la base d'une modélisation (Solagro) à la maille cantonale, puis une agrégation au département.

Figure 10 – Potentiel départemental de production de méthane à partir de déjections animales, 2050



Remarque : La répartition géographique est faite sur la base d'une modélisation (Solagro) à la maille cantonale, puis une agrégation au département.

Figure 11 – Potentiel départemental de production de méthane à partir d’herbe, 2050



Remarque : La répartition géographique est faite sur la base d’une modélisation (Solagro) à la maille cantonale, puis une agrégation au département.

6.1.2.4 Coûts de mobilisation de la ressource

Les coûts de mobilisation de la ressource sont obtenus de l'observation d'unités de méthanisation en fonctionnement ou en projet³⁰. On adopte les mêmes valeurs pour 2050.

Le coût de mobilisation est le solde de frais à la charge de l'unité de méthanisation, et des redevance que celle-ci perçoit de la part du fournisseur. Il est nécessaire de distinguer les coûts qui portent sur la matière elle-même, et les coûts de « logistiques » qui sont associés au transport des matières, soit pour les livrer à l'unité de méthanisation, soit pour les évacuer depuis l'unité de méthanisation (vers l'épandage).

Les déjections d'élevage sont livrées à coût nul, il s'agit d'un échange déjections contre digestat. Les frais de transport sont en revanche à la charge de l'unité de méthanisation.

Les CIMSE et les résidus de culture nécessitent des frais de production et/ou de récolte. Les biodéchets des ménages, entreprises et collectivités génèrent des redevances de traitement, de même que les résidus des industries agroalimentaires. On comptabilise également tous les coûts supplémentaires générés par le transport des déjections d'élevage vers l'unité de méthanisation, ainsi que le transport³¹ et l'épandage du digestat, par rapport à une situation de référence. Les coûts évités éventuels sont déduits.

Tableau 4 – Coût de mobilisation de la biomasse

€/tonne	Redevance (recette unité de méthanisation)	Coût (charge unité de méthanisation)	Transport	Epandage
Déjections d'élevage	0	0	5	-2
CIMSE	-	25	(compris dans coût)	NA
Résidus de culture	-	50	(compris dans coût)	NA
Biodéchets	15	-	(compris dans redevance)	NA
Résidus des IAA	15	-	(compris dans redevance)	NA
Algues		25	(compris dans coût)	NA
Digestat			5	3

Source : Solagro

³⁰ Il s'agit principalement d'une quarantaine de projets qui ont été accompagnés par SOLAGRO (étude, mission d'assistance à maîtrise d'ouvrage, missions de suivi en phase d'exploitation).

³¹ Le logiciel de calcul utilisé permet d'éviter les doubles comptes entre le transport des matières à l'aller et au retour.

6.1.3 Biodéchets

6.1.3.1 Les déchets organiques des ménages, collectivités et entreprises

6.1.3.1.1 Méthodologie et sources

Cette catégorie regroupe les biodéchets des ménages, de la restauration hors domicile, des commerces et des industries.

On distingue :

- la production totale de déchets (gisement brut) ;
- le gisement brut disponible qui tient compte de la réduction à la source (diminution des pertes et gaspillages, amélioration de pratiques) et du traitement in situ (compostage domestique) ;
- le gisement net disponible, c'est-à-dire la fraction récupérable, qui tient compte de l'accessibilité des ressources, de critères techniques et sociaux ;
- et le gisement mobilisable qui repose sur une hypothèse de répartition entre les différentes filières de traitement de ces déchets.

Les estimations de potentiel sont tirées principalement de l'étude « Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation »³² qui visait l'horizon 2030. On adopte les mêmes valeurs pour 2050.

Lorsque des études plus récentes sont disponibles pour certaines filières, ce sont ces résultats qui sont utilisés.

6.1.3.1.2 Potentiel de production

Les ressources prises en compte ici regroupent les déchets « urbains », plus exactement les déchets dont la collecte relève de la compétence des collectivités territoriales. Par simplification, on ne fait pas ici de distinction entre les déchets des grandes surfaces et les déchets des commerces insérés dans le tissu urbain et qui relèvent en général de la collecte des ordures ménagères.

- Biodéchets des ménages et des collectivités : ils correspondent ici à la fraction extraite par collecte séparative à la source.
- Les déchets verts sont issus de l'entretien des jardins et des espaces verts publics ou privés.
- Les déchets de restauration comprennent l'ensemble des déchets de restauration hors domicile.

³² ADEME, Solagro, et Inddigo, « Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation », 2013, <http://www.ademe.fr/estimation-gisements-potentiels-substrats-utilisables-methanisation>.



- Les déchets de la distribution comprennent tous les commerces, y compris les grandes et moyennes surfaces.
- Une étude de 2014³³ évalue le potentiel en assainissement (boues de stations d'épuration).
- L'herbe bord de route correspond aux tontes de bordures de route³⁴.

Gisement mobilisable en méthanisation	Gisement net disponible	Gisement mobilisable 2030		Potentiel retenu pour 2050
	Million de tonnes	Million de tonnes	TWh PCs	TWh PCs
Fraction organique des déchets des ménages	6,9	1,9	2,5	2,5
Espaces verts	1,0	0,1	0,01	0,01
Assainissement	16,4	5,3	0,6	2,5
Marchés	0,4	0,4	0,2	0,2
Commerces	0,26	0,12	0,1	0,1
Restauration	0,5	0,2	0,4	0,4
Herbe de bord de route	5	2,5	2,1	2,1
TOTAL	-	-	5,9	7,8

Le potentiel énergétique du « gisement net disponible » est estimé à 17,4 TWh, celui du gisement mobilisable en 2030 à 5,9 TWh, et l'hypothèse adoptée pour la présente étude à l'horizon 2050 est de 7,8 TWh_{PCS}.

6.1.3.2 Le cas des installations de stockage des déchets non dangereux (ISDND) et des déchets résiduels

La production de biogaz en ISDND est actuellement d'environ 5 TWh_{PCS}. Elle est due à la présence de matières biodégradables dans les déchets ménagers et les déchets banals des entreprises stockés en ISDND.

Le stockage de matières biodégradables en ISDND est appelé à diminuer fortement, aussi la production de biogaz en ISDND devrait devenir résiduelle. En effet, à l'avenir, les matières biodégradables seraient récupérées en proportions plus importantes, et envoyées vers des filières de valorisation telles que le compostage ou la méthanisation.

³³ ADEME et al., « Evaluation du potentiel de production de biométhane à partir des boues issues des stations d'épuration des eaux usées urbaines », 2014.

³⁴ L'évaluation est issue d'un travail interne du Service Mobilisation & Valorisation des Déchets de l'ADEME, en 2012

On considère donc qu'environ la moitié, soit 2,5 TWh_{PCS} sont à ajouter aux déchets méthanisables des collectivités.

En revanche, les déchets résiduels, dénommés OMR (ordures ménagères résiduelles) pourront faire l'objet de traitements tels que l'incinération, la méthanisation sans valorisation agronomique, ou la gazéification. Afin d'éviter les risques de double compte, leur potentiel est comptabilisé dans les CSR (Combustibles Solides de Récupération).

6.1.3.3 Industries Agroalimentaires

La production de sous-produits des industries agro-alimentaires (IAA) a fait l'objet d'une étude récente³⁵. Le potentiel total sur la France métropolitaine est évalué à 5 TWh_{PCS}/an. On suppose que ce potentiel restera stable d'ici 2050.

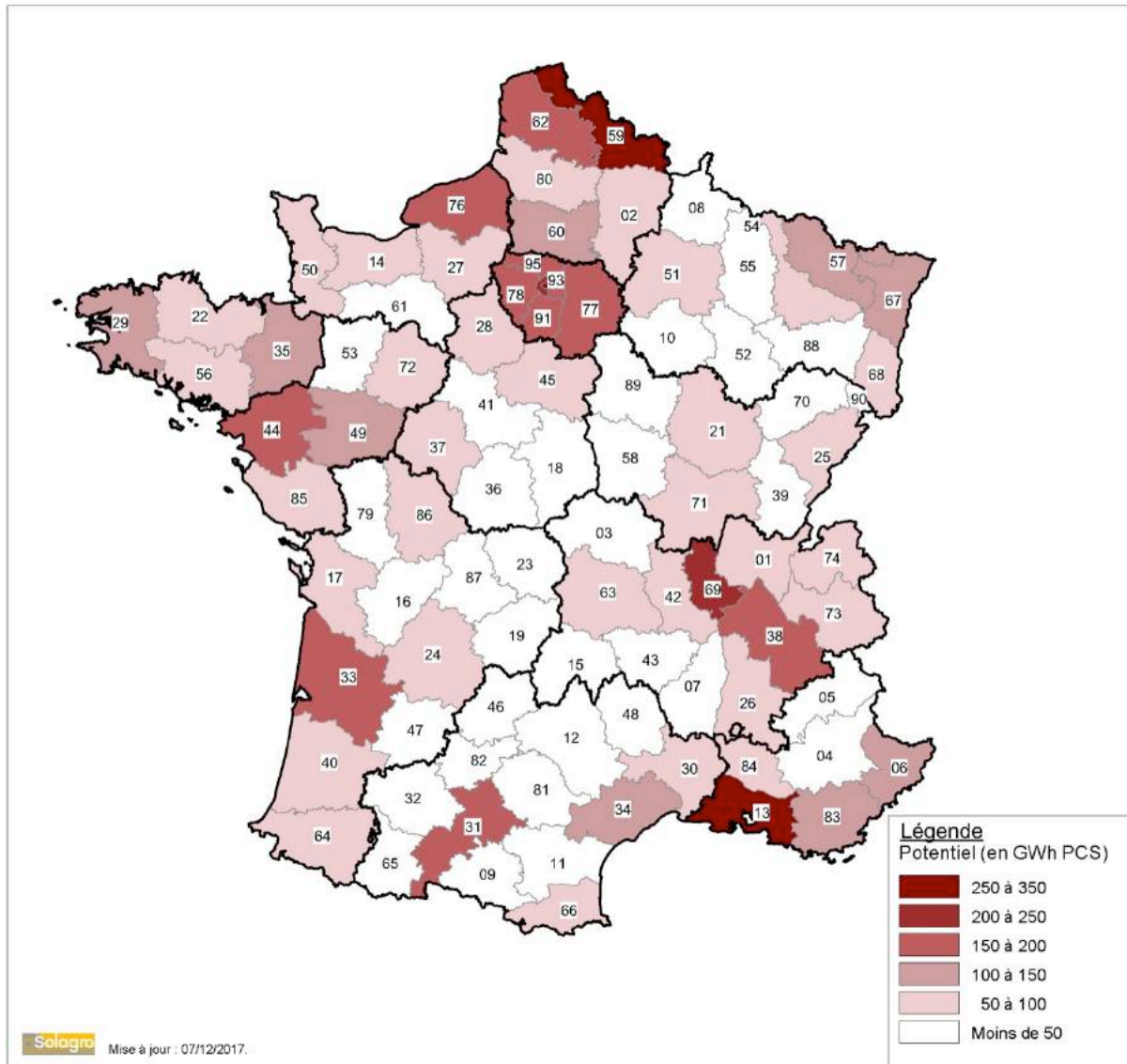
Les principales industries productrices sont les industries de la viande, du lait (lactosérum), de transformation des fruits et légumes, des boissons (marcs de raisin). Les sous-produits des industries agro-alimentaires font l'objet de nombreuses valorisations, aussi les quantités réellement accessibles à la méthanisation restent relativement modestes par rapport aux volumes totaux. Par exemple, le lactosérum non valorisé actuellement ne représente que 10% des volumes produits.

³⁵ GRDF et Solagro, « Etude du potentiel de production de biométhane à partir des effluents des Industries Agro-Alimentaires », 2017.



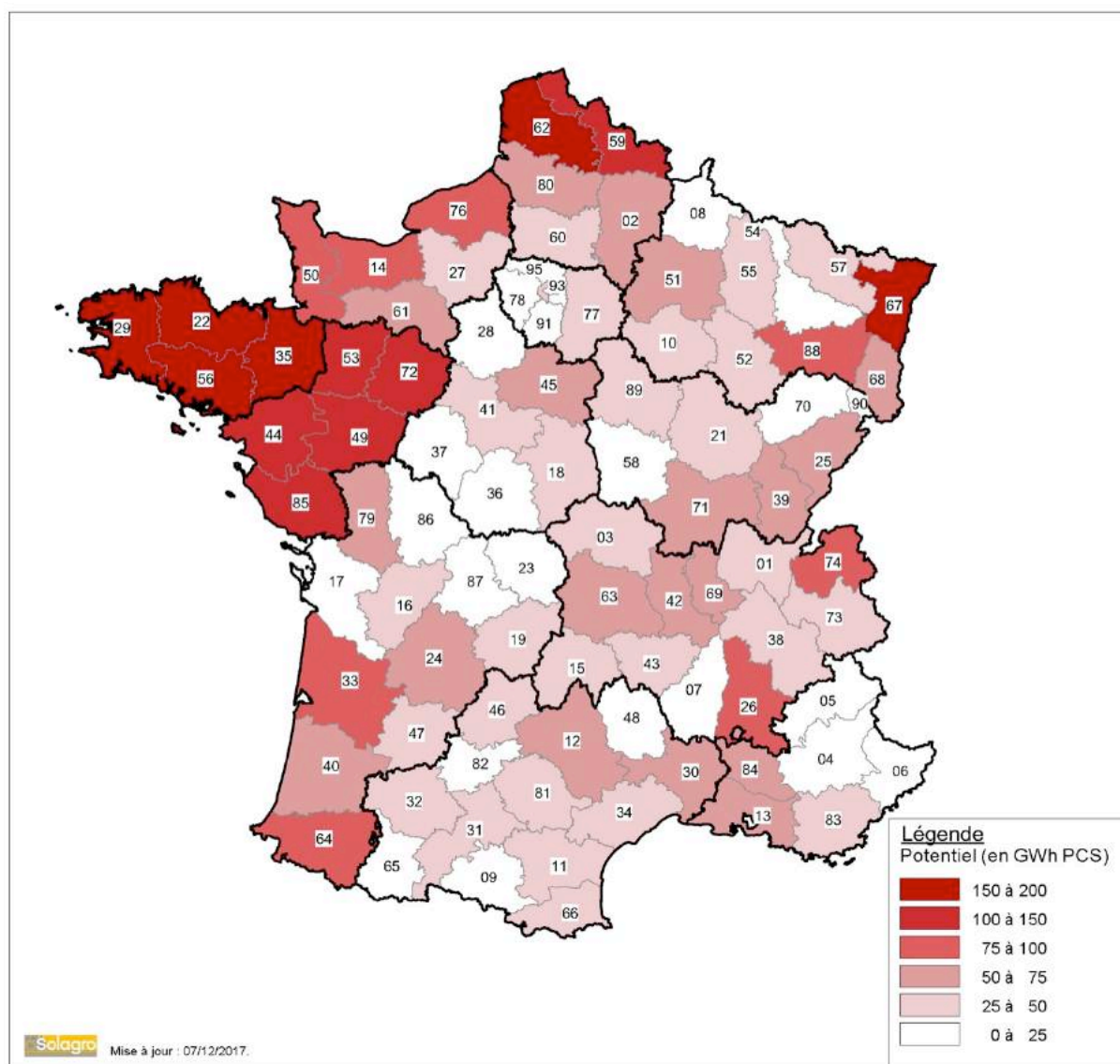
6.1.3.4 Répartition de la ressource

Figure 12 – Potentiel départemental de production de biodéchets hors IAA, 2050



Remarque : La ressource estimée à l'échelle nationale est distribuée à l'échelle du département au prorata de la population

Figure 13 – Potentiel départemental de production de déchets des IAA, 2050



Remarque : La ressource estimée à l'échelle de l'établissement, puis agrégée à la maille départementale

6.1.4 Bois énergie

6.1.4.1 Forêt

6.1.4.1.1 Scénarios de sylviculture

La forêt est actuellement la première source de production de bioénergie en France. Le potentiel futur de production dépend des choix de sylviculture qui seront adoptés, et de l'impact du changement climatique.

Les études prospectives visent à répondre aux questions suivantes :

- Comment concilier les différents objectifs assignés à la forêt, entre production de bois comme matériau ou l'énergie, préservation de la biodiversité, fonctions non productives ?
- Comment augmenter la récolte de bois ?
- Quelles sylvicultures face au changement climatique ?
- Quelle capacité de stockage de carbone en forêt et par effet de substitution de matériau et d'énergie ?

Les études de référence en matière de prospective à l'échelle nationale et sur le long terme, sont constituées tout d'abord par la série de travaux pilotés depuis 2005 par l'IGN, dont la dernière publication visait l'horizon 2035³⁶. Des travaux de prospective à plus long terme et conduits par ECOFOR visent l'horizon 2100³⁷. Enfin une étude publiée en juin 2017 conduite par l'INRA et l'IGN³⁸ peut désormais être considérée comme une étude de référence.

Ces travaux décrivent différents scénarios de sylviculture selon des hypothèses de pratiques sylvicoles et de taux de prélèvement de bois.

On compte habituellement les volumes de bois en « bois fort tige » (BFT), correspondant approximativement au tronc des arbres. Pour mieux appréhender l'ensemble de la problématique, on utilise également le « volume aérien total » (VAT) qui comptabilise également les branches (en plus du bois fort tige). Le volume aérien total est supérieur au volume du bois fort tige de 50 % environ en moyenne sur le massif forestier métropolitain.

On parle de « production biologique » annuelle pour désigner la production de bois dans l'année. Une partie de cette production biologique est prélevée, et ce qui n'est pas prélevé participe à l'augmentation de la quantité de bois sur pied.

On parle de « production biologique nette » annuelle lorsque l'on déduit la quantité de biomasse dans les arbres morts dans l'année.

³⁶ ADEME, IGN, et FCBA, « Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035 », 2016, <http://www.ademe.fr/disponibilites-forestieres-lenergie-materiaux-a-lhorizon-2035>.

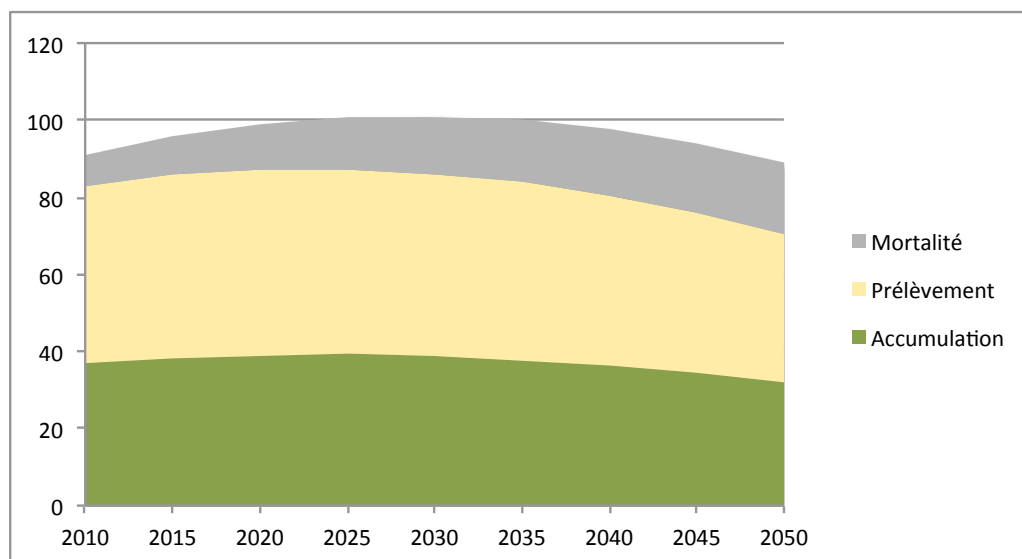
³⁷ « Climat, Forêt, Société – Livre Vert », Y. Caulet, Nov. 2015

³⁸ INRA et IGN, « Quel rôle pour les forêts et la filière forêt-bois française dans l'atténuation du changement climatique ? ». Juin 2017.

Nous avons donc repris deux scénarios de sylviculture, directement inspirés des scénarios décrits par l'IGN, l'INRA et ECOFOR.

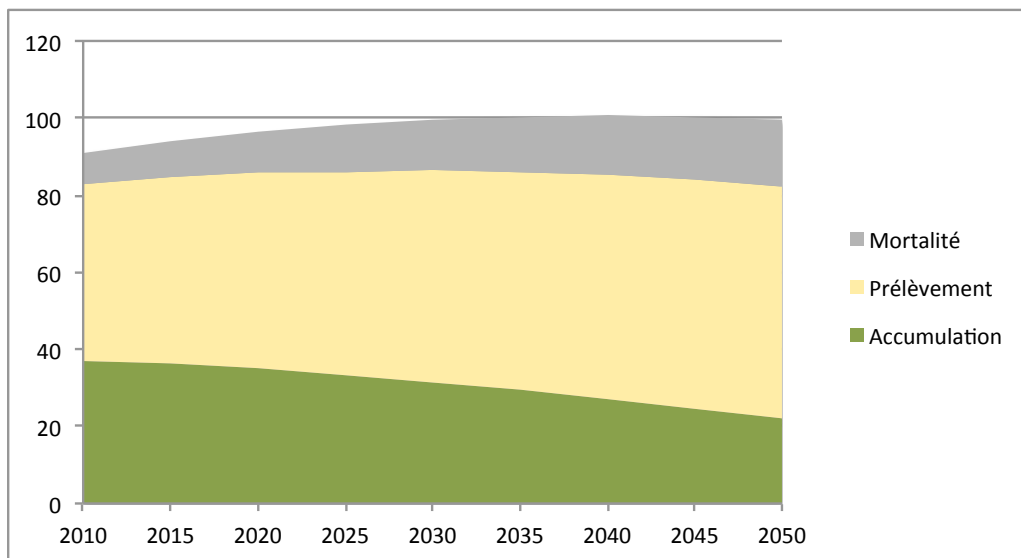
Dans les scénarios dits de « Sylviculture Constante » établis par ECOFOR par exemple, la production biologique annuelle augmenterait puis diminuerait, et les prélèvements de bois seraient en légère diminution.

Figure 14 - Production biologique annuelle (en Mm³ de bois fort tige) selon un scénario de « sylviculture constante »



Dans les scénarios de la famille « Sylviculture Dynamique », la production biologique se maintient au même niveau jusqu'en 2050, voire augmente. Des prélèvements accrus permettent de renouveler plus rapidement les arbres et limiter les impacts négatifs du changement climatique (stress hydrique, maladies, incendies). En revanche, les quantités stockées en forêt diminuent.

Figure 15 - Production biologique annuelle (en Mm³ de bois fort tige) selon un scénario de « sylviculture dynamique »



Dans la mesure où les différents scénarios présentent des bilans carbone comparables, le parti pris adopté dans cette étude est d'adopter des scénarios de la famille « sylviculture dynamique ».

6.1.4.1.2 Prélèvements forestiers

Les prélèvements en forêt sont estimés à partir des travaux IGN³⁹, et extrapolés pour 2050 en se basant sur le scénario de « sylviculture dynamique ».

La « disponibilité brute » représente la quantité de bois exploitable.

La « disponibilité technico-économique » représente la partie exploitable en intégrant des contraintes techniques et économiques (accès aux parcelles forestières, pentes, coûts de mobilisation).

Dans le scénario Sylviculture Dynamique, la disponibilité brute en 2035 est de 97 Mm³ de bois, la disponibilité technico-économique de 74 Mm³. Il s'agit ici des volumes de bois d'œuvre (BO), bois d'industrie et bois énergie (BIBE) et menu bois (MB), après pertes d'exploitation.

Les travaux de l'IGN se limitent à l'horizon 2035. Aussi pour 2050, nous avons projeté les tendances de ce scénario, ce qui conduit à une hypothèse de prélèvements de 82 Mm³.

³⁹ ADEME, IGN, et FCBA, « Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035 ».

6.1.4.1.3 Usages du bois

Le bois issu de la forêt est destiné actuellement à 42 % au sciage pour la production de bois d'œuvre, à 23 % à la production de pâte à papier et panneaux de particules, et 36 % aux usages énergétiques⁴⁰.

Les scieries génèrent des sous-produits, dénommés « produits connexes de scierie », destinés à différents usages (pâte à papier, paillage, énergie, etc.) qui représentent près de la moitié des volumes entrants. De même, la production de pâte à papier génère des sous-produits (boues de papeteries, liqueurs noires riches en lignine) à hauteur de 15 % environ des volumes entrants. Une partie de ces sous-produits est déjà utilisée pour la production d'énergie.

Le développement de la bioéconomie permettra à l'avenir de trouver de nouvelles productions de matériaux biosourcés issus du bois. Comme pour les industries actuelles de transformation du bois, chaque filière biomatériau génèrera des sous-produits.

La forêt génère donc deux types de ressources énergétiques :

- Le bois énergie issu directement de la sylviculture ;
- Les sous-produits issus des industries de première transformation, actuelles (scieries, pâte à papier) ou futures (biomatériaux).

Tableau 5 - Hypothèses d'utilisation du bois

Volume en Mm ³ (vol. total aérien)	2010	2050
Quantités prélevées en forêt	58	91
Pertes d'exploitation	5	9
Bois d'œuvre (BO)	22	26
Bois d'industrie (usages actuels) (BI)	12	12
Bois d'industrie (usages futurs) (BI)		12
Bois énergie issu de la forêt (BE)	21	32
Sous-produits de la 1 ^{ère} transformation destinés à la production d'énergie	10	18
Energie en TWh PCs		
Bois énergie issu de la forêt	72	112
Energie issue des sous-produits de la 1 ^{ère} transformation	33	61
Total	105	173

Les gisements de 1^{ère} transformation du bois sont constitués d'une partie des co-produits et sous-produits des filières bois d'œuvre (scieries) et bois d'industrie. Les bois d'industrie englobent à la fois les usages actuels (pâte à papier, panneaux de particules) et des usages futurs dans une perspective de développement de la bioéconomie (matières biosourcées pour l'industrie et la chimie).

Les 91 Mm³ prélevés en forêt en 2050 se décomposent en 9 de pertes, 26 en BO, 24 en BI (12 actuel + 12 futur), et 32 pour l'énergie (BE).

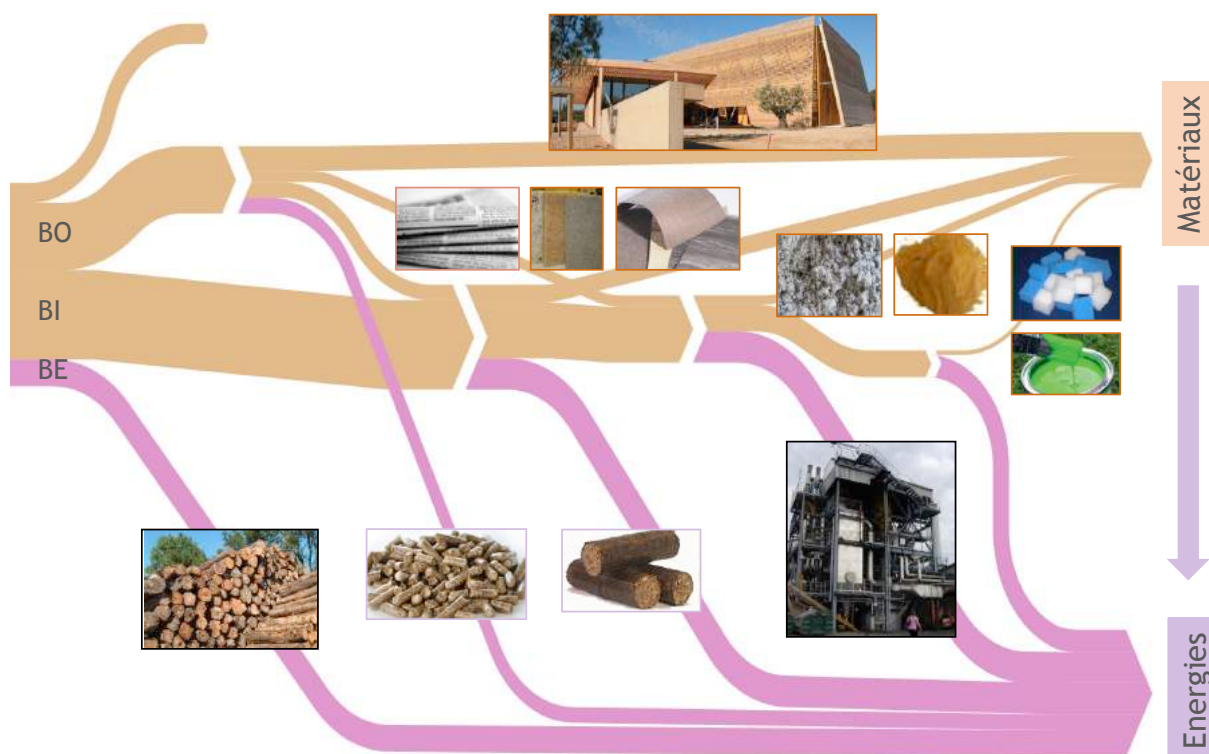
⁴⁰ Source : AGRESTE. Memento filière Forêt-Bois ; L'IF n°28 (IFN) : prélèvement de bois en forêt et production biologique.

Nous avons adopté les hypothèses suivantes :

- Rendement matière de 50% pour le BO, soit 13 Mm³ de sciages et 13 Mm³ de produits connexes de scierie (PCS), dont 3 repartent en BI et 10 vont à l'énergie.
- Le BI actuel (papier) reçoit donc 12 Mm³ de BI plus 3 Mm³ de connexes soit 15 au total ; on suppose un rendement matière de 70%, soit 11 Mm³ pour la pâte et les panneaux ; reste 4,5 Mm³ dont 1,5 partent en industries de 2nde transformation, et 3 Mm³ sont valorisés en énergie
- Pour le BI futur, nous avons adopté un rendement matière de 40% seulement (il restera plus de co-produits que dans les industries actuelles), une partie (2,2 Mm³) est utilisée en industries de 2nde transformation, il resterait donc 5 Mm³ valorisés en énergie

Soit un total de 18 Mm³ de sous-produits issus de la première transformation : 10 Mm³ provenant des scieries, 3 des industries actuelles de 1^{ère} transformation et 5 des industries futures de 1^{ère} transformation.

Figure 16 - Illustration des flux de bois (bois d'œuvre : BO ; bois d'industrie : BI ; bois énergie : BE)



6.1.4.2 Bois hors forêt

Le « bois hors forêt » représente l'ensemble des ressources ligneuses générées par les haies, l'agroforesterie, ainsi éventuellement que l'arboriculture et les vignes, et les arbres urbains (alignements, parcs et jardins).

Il s'agit le plus souvent de volumes épars. Dans la perspective d'une vision gaz 100 % renouvelable, ces ressources ne sont pas a priori destinées à alimenter des unités

industrielles de la taille envisagée dans cette étude. Néanmoins, ils participent à la fourniture de biomasse, et doivent être comptabilisées pour offrir une vision globale.

L'ensemble des infrastructures agroécologiques de type haie ainsi que l'agroforesterie produiraient 7,3 millions de tonnes de bois par an en 2050. Ce calcul repose sur une hypothèse de passage à l'agroforesterie de 10% des surfaces agricoles (soit 24 millions d'hectares), et une production moyenne de 3 tonnes par ha et par an de bois récoltable à des fins énergétiques. Soit un potentiel de 36 TWh.

Ces calculs ne tiennent pas compte des autres espaces boisés non forestiers (arbres urbains, alignements, jardins).

6.1.4.3 Déchets de bois

Les déchets de bois représentent ici l'ensemble des matières dérivées des produits bois. Il s'agit aussi bien des déchets des industries de l'ameublement ou des menuiseries (c'est-à-dire des industries utilisant du bois prêt à l'emploi), que des déchets d'emballages de bois, des matériaux issus de la démolition, mais aussi des papiers et cartons non recyclés, etc. Soit d'une façon générale, tous les produits bois se situant après le stade de la consommation finale. Ce poste comprend également tous les produits dérivés du bois, y compris papier-cartons, utilisés en incinération.

Le flux des déchets de bois est estimé sur la base de la consommation globale des produits bois. On considère ici que les usages du bois augmentent (+30 % de bois d'œuvre et bois d'industrie), et que le taux de récupération et de recyclage également. Ce qui conduit à une augmentation de ce flux énergétique de +40 %.

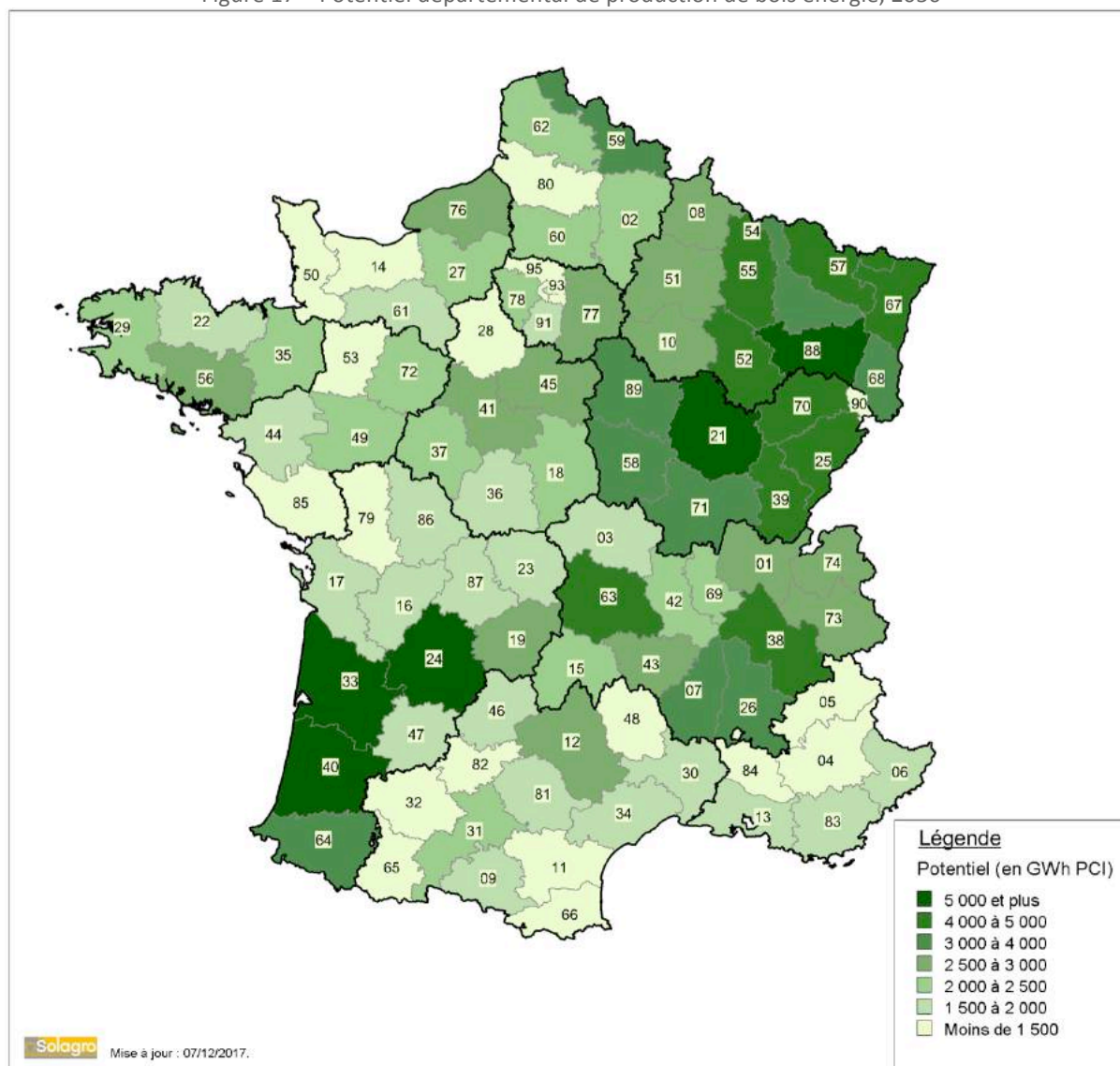
6.1.4.4 Total produits bois

Au total, le bois énergie représente un potentiel de 229 TWh en 2050. En ajoutant les résidus de cultures destinés aux filières « thermochimiques » (incluant la combustion et la gazéification), le total s'élève à 233 TWh.

Tableau 6 – Potentiel énergétique du bois

RESSOURCES – TWh _{PCI}	2010	2050
Bois issu de la forêt	73	112
Connexes de scieries et liqueurs noires	33	61
Bois hors forêt	10	36
Déchets de bois	17	19
TOTAL bois	132	229
Résidus de culture	-	5
TOTAL	132	229

Figure 17 – Potentiel départemental de production de bois énergie, 2050



Remarque : La distribution géographique de la ressource dépend du type de ressource :

Ressources	Hypothèses de distribution géographiques
Bois issu de la forêt	Modélisation à la maille régionale (ancienne région) + éclatement du potentiel régional au prorata des superficies de forêts des départements.
Connexes de scieries et liqueurs noires	Modélisation à la maille régionale (ancienne région) + éclatement du potentiel régional au prorata des superficies de forêts des départements.
Bois hors forêt	Potentiel national distribué selon répartition de population
Déchets de bois	Potentiel national distribué selon répartition de population



6.1.4.5 Coûts de mobilisation de la ressource

Le coût d’approvisionnement en bois d’une unité de gazéification (ou d’une chaufferie) se décompose en deux termes principaux :

- Le coût des travaux forestiers qui permettent de produire du bois et de le sortir de la forêt : c’est le « prix bord de route »
- Le coût du transport du bois entre la forêt et l’unité de gazéification : c’est le coût de la logistique, qui comprend les frais de transport, de stockage sur plateforme, éventuellement de conditionnement (criblage)

On estime que le coût « bord de route » ira croissant avec l’augmentation des volumes, du fait notamment que la ressource sera de plus en plus coûteuse à exploiter. Une courbe de coûts croissants a été publiée dans l’étude « Biomasse forestière, populicole et bocagère disponible pour l’énergie à l’horizon 2020 »⁴¹, voir Figure 18.

On considère que les coûts logistiques resteront identiques aux coûts actuels. Ceux-ci peuvent être estimés par différence entre le coût des plaquettes livrées à l’utilisateur final, et le prix bord de route. Les prix de la plaquette forestière tels que constatés sur les marchés⁴² sont actuellement de 21 €/MWh, le prix « bord de route » actuel est de 13 €/MWh, on estime donc le coût de la logistique à 8 €/MWh.

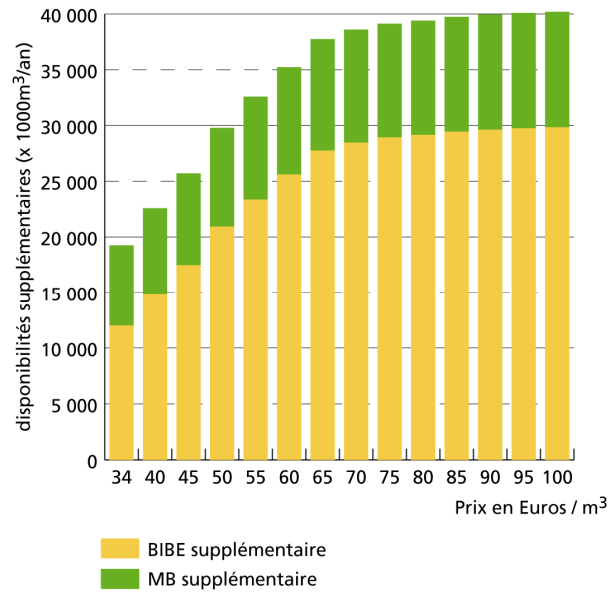
Par ailleurs, il est nécessaire, afin de mobiliser la ressource, de mieux rémunérer les propriétaires forestiers, et/ou de financer des infrastructures de desserte, des chantiers de replantation ou d’amélioration des peuplements, etc. Pour cela nous avons intégré un coût supplémentaire de 5€/m³ (2 €/MWh).

⁴¹ ADEME et al., « Biomasse forestière, populicole et bocagère disponible pour l’énergie à l’horizon 2020 », 2010.

⁴² Voir <http://www.fnbois.com/fr/actualites/mercuriales-ceeb-avril-2017>

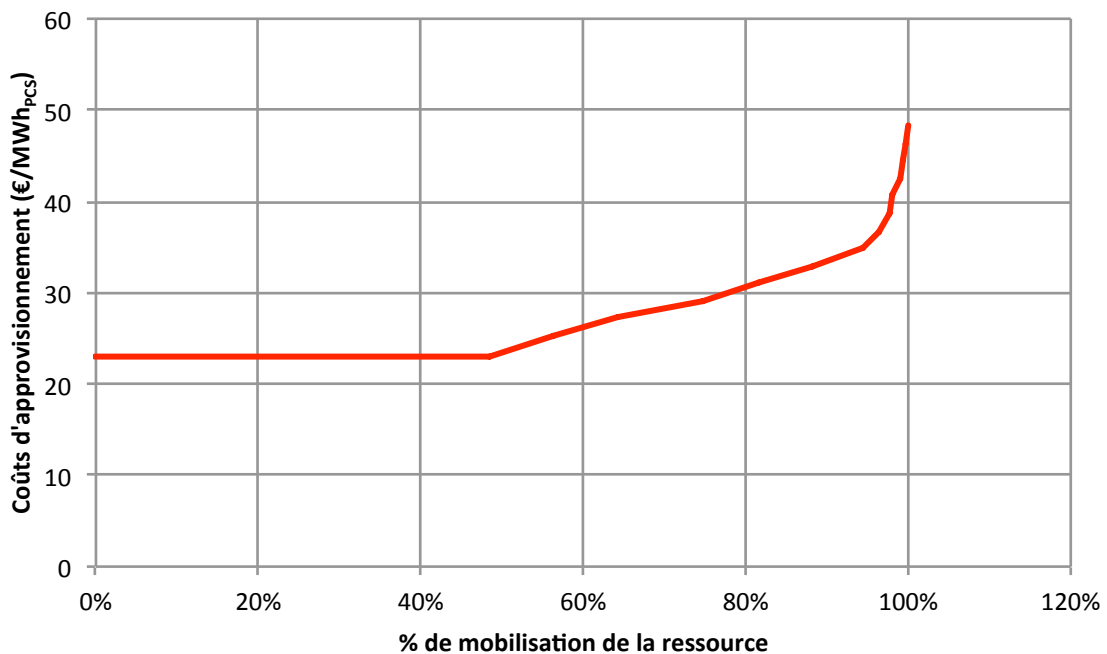


Figure 18 - Sensibilité de la disponibilité supplémentaire à une augmentation du prix du BIBE payé **bord de route**



Le coût global d’approvisionnement, intégrant les 3 composantes décrites ci-dessus, en fonction de la part de la ressource mobilisée est présenté sur la Figure 19.

Figure 19 – Coûts d’approvisionnement total du bois



6.1.5 Algues

L'intérêt des algues, en particulier des micro-algues⁴³, réside dans le fait qu'elles présentent une productivité surfacique plus importante que les végétaux terrestres, en raison d'un rendement photosynthétique supérieur mais aussi grâce à l'optimisation des conditions de culture.

L'étude ADEME/ENEA/INRIA⁴⁴ présente les travaux français les plus récents sur les potentiels de production d'algues pour l'énergie et la chimie en France. Elle évalue plusieurs scénarios prenant en compte les paramètres de productions (climat, disponibilité de CO₂, de nutriments, d'espace), et les technologies de production. Aucune évaluation économique n'est réalisée. Les scénarios se différencient selon les principaux déterminants présentés dans le tableau suivant.

Tableau 7 – Principaux déterminants des scénarios de production d'algues pour production

Type d'algue	Micro / Macro
Type de culture :	<p>+ Bassin ouvert, type champ de course (Raceway), nécessite des pentes inférieures à 2 %</p> <p>+ Photobioréacteur (solution à l'intérieur de tubes translucides), nécessite des pentes à moins de 5 %, les rendements sont augmentés mais les coûts de production probablement aussi (capex et opex actuellement supérieurs à bassin ouvert)</p> <p>En mer, seulement pour les macro algues</p>
Orientation de la culture	<p>+ « biomasse », culture classique permet en particulier d'alimenter le marché des matières à moyenne et hautes valeurs ajoutées (chimie, cosmétique, nutrition/santé), mais aussi la production de bioéthanol ou biogaz, avec recours à une source de CO₂ et nutriments.</p> <p>+ « Lipide » maximise la production de lipide pour production de biocarburants liquide type biodiesel, rendement augmenté mais nécessite source de CO₂ et nutriments</p>

Le Tableau 8 présente les principaux résultats quantifiés de l'étude concernant la production d'énergie à partir de culture de micro-algues^{45,46,47}.

⁴³ Les micro-algues sont des organismes aquatiques unicellulaires capables de transformer l'énergie lumineuse en énergie chimique pour son développement. Par opposition les macro-algues englobent toutes les algues multicellulaires (elles sont typiquement visibles à l'œil nu).

⁴⁴ ENEA, INRIA, et ADEME, « Évaluation du gisement potentiel de ressources algales pour l'énergie et la chimie en France à horizon 2030 », juillet 2014.

⁴⁵ ENEA, INRIA, et ADEME.

⁴⁶ Les macro algues ont été écartées car elles possèdent un potentiel très limité

Tableau 8 – Résumé des scénarii de potentiel de production maximum d’algues en France à horizon 2030, d’après ⁴⁸

Scénario		S1A	S1B	S1A	S1B
Type d'algues		Micro	Micro	Micro	Micro
Optimisation		Lipide	Lipide	Biomasse	Biomasse
Système culture		Raceway	Photo-réacteur	Raceway	Photo-réacteur
Surface mobilisée	kha	150	250	150	250
Energie produite	TWh _{PCI}	36	90	18	55
Biodiesel	TWh _{PCI}	23	68	0	0
Biogaz	TWh _{PCI}	13	22	18	55
Matière produite	Mt _{MS}	7,05	18,3	7,6	22,5
Productivité	g _{MS} /m ² /j	12,9	20,1	13,8	24,7
	tMS/ha/an	47	73	50	90

Valeurs issues du rapport ADEME/ENE/INRIA

Valeurs recalculées

Hypothèses : 350 m³ biogaz / tMS et 70% CH₄ dans biogaz

Le scénario S1A(lipide) correspond au scénario de production de micro algues en bassin ouvert avec une optimisation pour la production énergétique en particulier biocarburant liquide (biodiesel). Le biogaz est issu de la méthanisation des résidus de production (après extraction des lipides pour biocarburants liquides), pour la France: il représente un potentiel de 13 TWh_{PCI}.

Le passage à la technologie de culture en photo réacteur (S1B-lipide) permet d’augmenter le potentiel de production de 13 TWh_{PCI} à 22 TWh_{PCI}. Cette évolution correspond, en réalité, à plusieurs effets :

- Augmentation de productivité +47 %
- Baisse de la part « biogaz issu de résidu » dans le total énergie produit : -33 %
- Augmentation de la surface de culture (150 000 -> 250 000 ha), les photo réacteurs étant moins contraignants que les bassins ouverts concernant la pente des terrains d’implantation : +55 %

Les variantes avec optimisation biomasse, permettent une production supérieure de biogaz, respectivement 18 et 55 TWh_{PCI}. Néanmoins, elle présente un bilan énergétique bien inférieur : dans le cas de la production de biodiesel + biogaz, un total de

⁴⁷ L’étude ENEA, INRIA, ADEME évalue par ailleurs le potentiel de production de macro algues en pleine mer à environ 0,8 TWh_{PCI} de biogaz ou 1,7 TWh_{PCI} pour une conversion en bioéthanol. Cette dernière ressource, très limitée, n’est pas prise en compte. Une évaluation succincte du potentiel macro-algue à terre est aussi menée et conclut à un potentiel de 8 TWh_{PCI}, nettement inférieur à celui des micro-algues. Cette évaluation n’est pas cumulable avec celle sur les micro-algues étant donnée que les mêmes surfaces sont considérées.

⁴⁸ ENEA, INRIA, et ADEME, « Évaluation du gisement potentiel de ressources algales pour l’énergie et la chimie en France à horizon 2030 ».

respectivement 36 et 90 TWh_{PCI} sont produits contre seulement 18 et 55 TWh_{PCI} pour la conversion totale en biogaz. Le rendement de production surfacique (les surfaces mobilisées sont identiques dans les deux variantes A et les deux variantes B) est donc environ deux fois plus faible.

Dans la transition énergétique vers les ENR, les visions actuelles montrent qu'il sera encore nécessaire d'avoir des carburants liquides, au moins pour l'aviation. Ces valorisations avec peu d'alternative possible offrent un prix de marché plus élevé. Sans être évalués, les coûts de productions sont estimés « élevés ». Ainsi, une association biocarburant/biogaz (optimisation lipide) paraît à ce stade de développement plus pertinente et plus robuste.

Par ailleurs, les augmentations de productivité que pourraient apporter des cultures en photo réacteur (S1B) impliquent des coûts de production supérieurs, estimés par les auteurs de l'étude non compatibles avec les marchés des carburants liquides, la version S1B (lipide) est donc exclue. Le scénario S1A est donc retenu pour cette étude « 100% gaz ENR ».

En conclusion, il est proposé de retenir une ressource de 14 TWh_{PCS} (13 TWh_{PCI}).

Il est néanmoins important de souligner que la filière n'en est qu'à son début, beaucoup de travaux de R&D sont en cours, et devraient contribuer à l'amélioration de la filière⁴⁹, en particulier :

- Amélioration des conditions de cultures, optimisation technico-économique
- Développement de nouveaux procédés de transformation pour augmenter le rendement de conversion : gazéification hydrothermale⁵⁰, pyrolyse flash...

D'ici 2050, les progrès dans ce secteur pourraient donc permettre de revoir le potentiel à la hausse, en particulier si des filières valorisant toute l'algue en biogaz devenaient compétitives. Avec des productivités d'environ 100 tMS/ha/an⁵¹, en considérant les mêmes surfaces (150 000 ha) et en valorisant toute l'algue en biogaz, l'énergie produite pourrait atteindre plus de 40 TWh_{PCS}. Avec une productivité montée à 150 tMS/ha/an ou une augmentation de surface à 250 ha (scénario S1B de l'étude ENEA/INRIA/ADEME⁵²) on pourrait même approcher les 60 TWh_{PCS}.

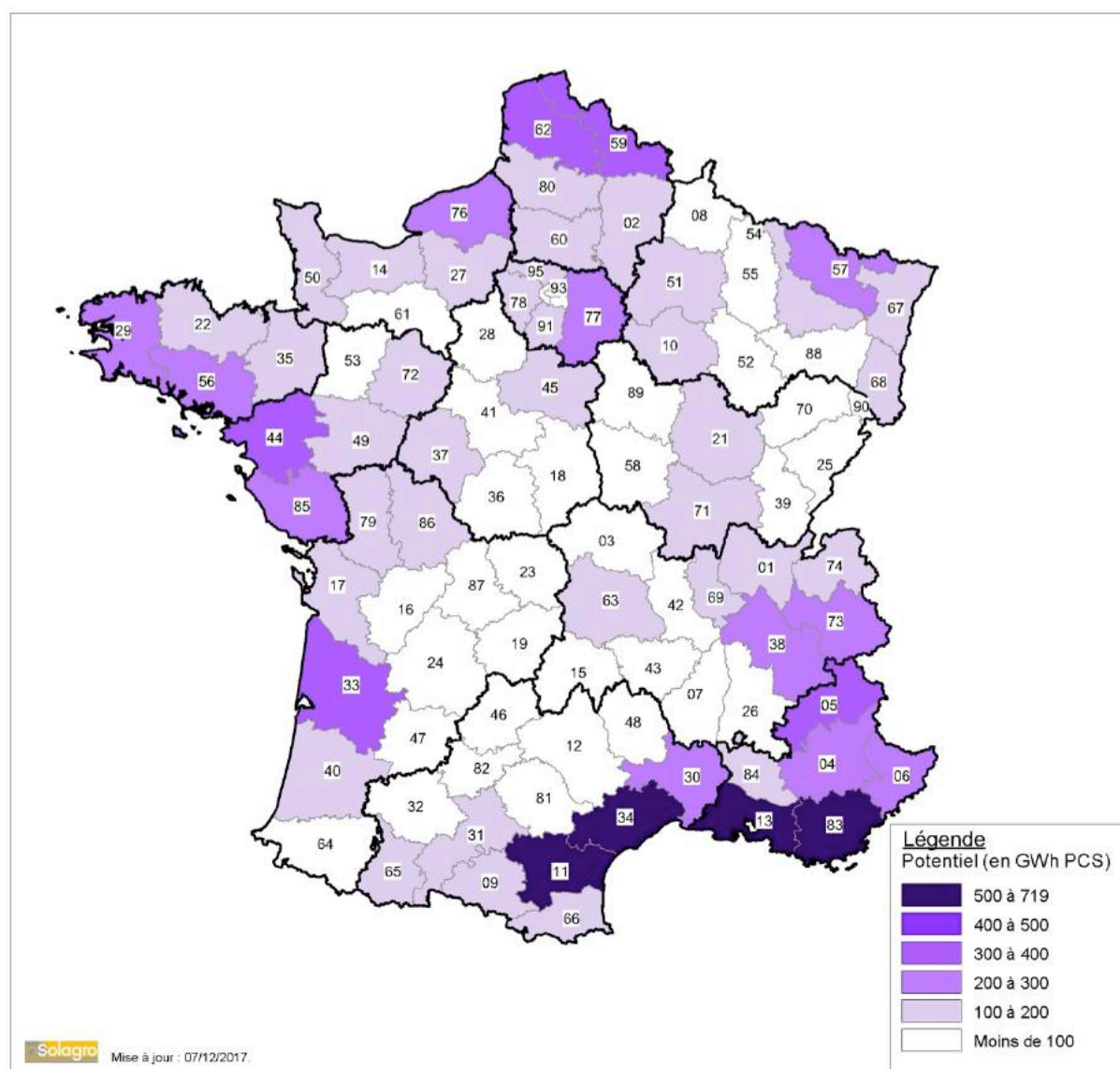
⁴⁹ ENEA, INRIA, et ADEME.

⁵⁰ La gazéification hydrothermale (ou gazéification en eau supercritique : > 374°C, > 221 bar) est dédiée à la transformation de la matière organique humide. Voir <http://liten.cea.fr/cea-tech/liten/Pages/techno%20Energies%20bas%20carbones/Biomassehumide.aspx>

⁵¹ Le rendement en photo réacteur est estimé à 90 tMS/ha/an dans l'étude de ADEME/ENEA/INRIA.

⁵² ENEA, INRIA, et ADEME, « Évaluation du gisement potentiel de ressources algales pour l'énergie et la chimie en France à horizon 2030 ».

Figure 20 – Potentiel départemental de production de algues, 2050



Remarque : la répartition géographique issue de l'étude ADEME/ENEA/INRIA ⁵³ n'est pas disponible. Pour les besoins de l'étude, une hypothèse simple de clé de répartition basée sur la disponibilité des surfaces⁵⁴ par département a été utilisée. Même si les erreurs peuvent être importantes, elles resteront faibles au regard de l'ensemble de la ressource en gaz renouvelables (plus de 400 TWh_{PCS})

⁵³ ENEA, INRIA, et ADEME.

⁵⁴ Le détail des typologies de surface utilisé dans la modélisation de l'étude ADEME/ENEA/INRIA sont décrites dans l'annexe 4 de l'étude citée.

6.1.6 Ressources pour le power-to-gas

6.1.6.1 Electricité

Le « power-to-gas » consiste à convertir de l'électricité en gaz de synthèse injectable dans les réseaux, que ce soit sous forme d'hydrogène (H₂) ou méthane (CH₄)⁵⁵.

Dans de nombreux scénarios ambitieux de transitions énergétiques, il est identifié comme un outil qui permet d'atteindre une pénétration élevée des énergies renouvelables au moindre coût⁵⁶. Il permet en effet de :

- Valoriser des excédents de production des énergies renouvelables électriques. A moyen-long terme, l'éolien et le photovoltaïque sont des filières de production d'énergie renouvelable au potentiel très élevé et aux coûts de production parmi les plus faibles. En raison de leur caractère météo-dépendant, leur intégration à un niveau élevé nécessitera des outils de flexibilité à différentes échelles de temps allant de la minute à la saison.
- Stocker (y compris de manière saisonnière) et transporter de l'énergie à travers l'infrastructure gazière – Le réseau de gaz français possède aujourd'hui 300 fois plus de capacité de stockage que le réseau électrique (environ 140 TWh contre 0,4 TWh)
- Utiliser de l'énergie électrique renouvelable sous d'autres formes de vecteur, pour d'autres usages, en particulier le transport qui reste le secteur le plus difficile à décarboner, mais aussi l'industrie.

En France, le « power-to-gas » est apparu dans les visions prospectives de l'énergie en 2011 avec le scénario négaWatt⁵⁷. Depuis, plusieurs études ont complété cette vision, la Figure 21 en synthétise les estimations de production de gaz de synthèse (hydrogène ou méthane) : initialement évaluées aux alentours de 30 à 35 TWh, elles oscillent entre 20 et 150 TWh dans les études plus récentes⁵⁸.

⁵⁵ Les déterminants orientant ces deux filières sont discutés dans la partie 7.4.

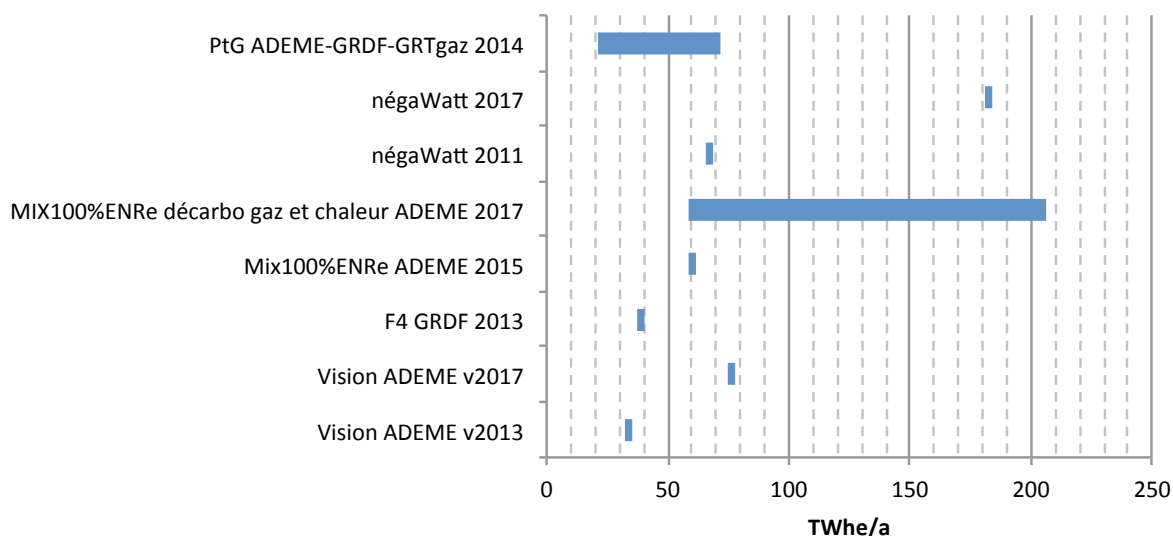
⁵⁶ ADEME et al., « Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire » (ADEME, GRTgaz, GrDF, 2014).

⁵⁷ négaWatt, « Scénario négaWatt 2011 » (négaWatt, juillet 2013), http://www.negawatt.org/telechargement/SnW11//ScenarionegaWatt-2011_Dossier-de-synthese.pdf. Signaler sa mise à jour 2016.

⁵⁸ Les valeurs les plus élevées étant obtenues pour des pénétrations plus importantes des énergies renouvelables dans le mix énergétique.



Figure 21 – Quantité d'électricité alimentant le power-to-gas en France en 2050 selon diverses études
(⁵⁹, ⁶⁰, ⁶¹, ⁶², ⁶³, ⁶⁴, ⁶⁵, ⁶⁶)



L'étude 100 % gaz renouvelable s'inscrit dans une vision d'un système énergétique totalement converti aux énergies renouvelables, il est donc cohérent de retenir les hypothèses des scénarios les plus ambitieux comme ressource maximum, à savoir « négaWatt 2017 » et « MIX100%ENR décarbonisation gaz et chaleur), ADEME 2017 ». Cette dernière (voir encadré page suivante), présente l'intérêt de présenter une série de variantes avec un power-to-gas plus ou moins développé allant d'une utilisation pour les seuls besoins de flexibilité du réseau électrique (stockage inter-saisonnier, le méthane de synthèse produit est entièrement « ré-électrifié » par des turbines à combustion, à un autre moment de l'année et/ou un autre lieu) à un usage plus large comme source de gaz renouvelable pour des usages « hors électricité ».

⁵⁹ ADEME et al., « Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire ».

⁶⁰ négaWatt, « Scénario négaWatt 2017-2050 », Dossier de synthèse, janvier 2017, <https://negawatt.org/spip.php?action=telecharger&arg=325>.

⁶¹ négaWatt, « Scénario négaWatt 2011 ».

⁶² ADEME et al., « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations », 2015.

⁶³ ADEME et Artelys, « Un mix électrique 100% ENR en 2050, quelles opportunités pour décarboner le système gaz et chaleur ? », septembre 2017.

⁶⁴ GRDF, « Scénario Facteur 4 GrDF - Synthèse et description des hypothèses » (DNTE, 2013).

⁶⁵ ADEME, « Vision 3035 - 2050 v2016 - tableur de travail », 2016.

⁶⁶ ADEME, « Vision 2030-2050 », technique, 2012.

Un MIX électrique 100% ENR en 2050, Quelles opportunités pour décarboner les systèmes gaz et chaleur ADEME/ARTELYS, 2017

L'ADEME a mené une étude complémentaire sur le système électrique pour mieux caractériser le potentiel de Power-to-heat (PtH) et Power-to-Gas (PtG). Elle prolonge l'étude Mix 100% ENRe (ADEME et al. 2015) qui modélise le système électrique français avec des mix 100% ENR ou proche, et qui intègre le power-to-gas comme outil de flexibilisation (stockage intersaisonné). Cette nouvelle étude ajoute la possibilité de développer le power-to-gas au-delà du simple besoin de flexibilisation du réseau électrique, pour satisfaire des usages gaz ou chaleur.

Plusieurs variantes sont modélisées, avec des contraintes carbone plus ou moins fortes entraînant la production plus ou moins importante de gaz de synthèse.

L'étude intègre aussi le recours au power-to-heat, procédé qui consiste à utiliser des chaudières électriques (résistance ou pompe à chaleur) en doublon de chaudières ou procédés thermiques utilisant des combustibles. Ces équipements électriques sont déclenchés lors des excédents de production électrique et délestent les équipements thermiques.

Pour le power-to-heat, même si le potentiel reste moins élevé que le power-to-gas, cette technologie présente néanmoins des coûts plus faibles⁶⁷ et devrait donc être déployée avant. Le Danemark a déjà déployé une quinzaine d'installations sur ses réseaux de chaleur⁶⁸. Il semble donc cohérent de le prendre en compte dans l'étude qui intègre une part importante de power-to-gas. Le power-to-heat facilite le bouclage du 100% gaz ENR, en réduisant la demande de gaz.

Le Tableau 9 présente les principales données extraites de l'étude ADEME⁶⁹ retenues pour servir d'hypothèse sur la ressource en power-to-gas. Il est important de voir que selon le niveau de power-to-gas mis en œuvre, d'autres paramètres importants pour le réseau de gaz évoluent :

- La consommation de gaz pour la production d'électricité diminue fortement avec l'augmentation du power-to-gas. En effet, les capacités supplémentaires d'éolien et de photovoltaïque installées pour permettre une production plus importante du power-to-gas, assurent aussi une meilleure couverture de la demande électrique et donc réduisent, dans une certaine mesure⁷⁰, le recours aux moyens

⁶⁷ ENEA, « The potentiel of power-to-gas », 2016.

⁶⁸ PlanEnergi, « Power to Heat: What are the legal and economic conditions in Denmark? » (Berlin, 14 juin 2016).

⁶⁹ ADEME et Artelys, « Un mix électrique 100% ENR en 2050, quelles opportunités pour décarboner le système gaz et chaleur ? »

⁷⁰ L'éolien et le photovoltaïque sont non pilotables et ne sont pas forcément synchrones avec les pointes de demande.



de production de pointe tels que les turbines à combustion gaz (TAC), tant en capacité qu'en énergie.

- Le power-to-heat évolue lui à la baisse. Le power-to-heat est pris en compte dans la modélisation pour réduire la demande en gaz (voir partie 10.1)
- Le facteur de charge des unités de power-to-gas augmente aussi avec l'augmentation de production. Cette évolution a un effet bénéfique sur le modèle économique, permettant de réduire l'amortissement du capital investi (voir partie 7.4)

Tableau 9 – Principales données caractérisant le power-to-gas, issues de l'étude ADEME⁷¹⁷²

Nom du scénario dans étude PtX ADEME	unité	P2H	100 €/t CO2	300 €/t CO2	1000 €/t CO2
Nom de variante pour étude 100% gaz ENR			PtG min		PtG max
Mix production électrique		100% ENR	100% ENR	100% ENR	100% ENR
Capacité de production installée		195	201	234	292
dont capacité (Eolien+PV) installée	GW	170	175	208	264
Production d'électricité	TWh	528	538	592	681
Production ENRR	TWh	484	493	556	648
Stockage	TWh	44	44	36	33
TAC	TWh	19	19	10	4
STEP+CAES	TWh	25	26	25	29
Consommation	TWh	528	538	592	681
Consommation "traditionnelle"	TWh	423	423	423	423
Power-to-gas	TWh	59	64	122	207
STEP+CAES (stockage)	TWh	31	32	31	36
Power-to-heat	TWh	5	10	9	9
Ecrêtage	TWh	11	9	8	8
Turbine à combustion (TAC)					
Capacité installée	GW	17	16	13	8
Consommation de gaz pour TAC	TWh _{PCS}	47	45	25	11
Power-to-gas					
Capacité électrolyseur installé	GW	17	20	34	55
Consommation électricité pour power-to-gas	TWh	59	64	122	207
Facteur de charge moyen	%	39%	37%	40%	43%
Power-to-heat					
Consommation d'électricité pour le power-to-heat	TWh	5	10	9	9
Chaleur substituée	TWh	7	22	19	18
Capacité de stockage STEP + CAES installée	GW	19	18	21	26

L'analyse détaillée des données de l'étude ADEME a permis d'évaluer les coûts d'approvisionnement en électricité pour le power-to-gas. Les méthodes utilisées et les calculs sont détaillés en annexe 17.6.2, les résultats sont présentés sur la Figure 22. A chaque niveau de ressource mobilisée correspond un nombre d'heure de fonctionnement (Tableau 10).

⁷¹ ADEME et Artelys, « Un mix électrique 100% ENR en 2050, quelles opportunités pour décarboner le système gaz et chaleur ? »

⁷² Le scénario « P2H » est une variante calculée dans l'étude ADEME et mais non publiée. Les données ont été fournies par l'ADEME pour les besoins de l'étude 100%gazENR

Figure 22 – Coûts d’approvisionnement électrique pour le power-to-gas

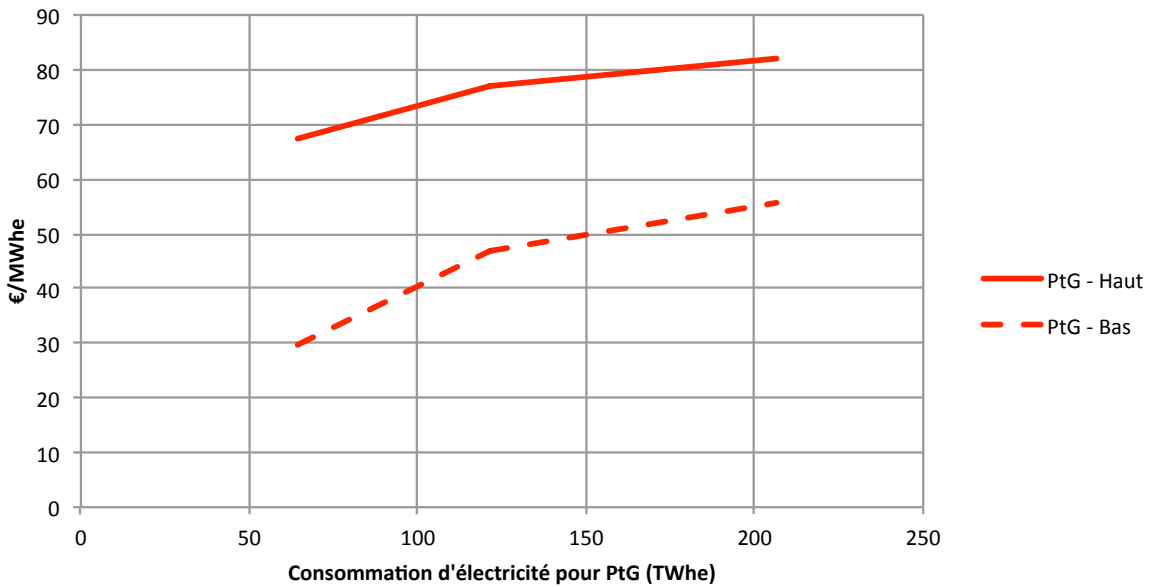


Tableau 10 - Coûts d’approvisionnement retenus et le nombre d’heure de fonctionnement moyen du power-to-gas associé

Electricité consommée	TWh	64	122	207
Coût d'approvisionnement - PtG haut	€/MWh	67	77	82
Coût d'approvisionnement - PtG bas	€/MWh	30	47	56
Nb heure de fonctionnement moyen	h	3203	3535	3767

L'étude l'ADEME⁷³ donne également des résultats géolocalisés (Tableau 11) et chronolocalisés (Figure 25), qui sont pris en compte dans la modélisation. Pour la répartition à la maille départementale, les données régionales fournies par l'étude ADEME sont réparties au sein des départements, au prorata des superficies des départements.

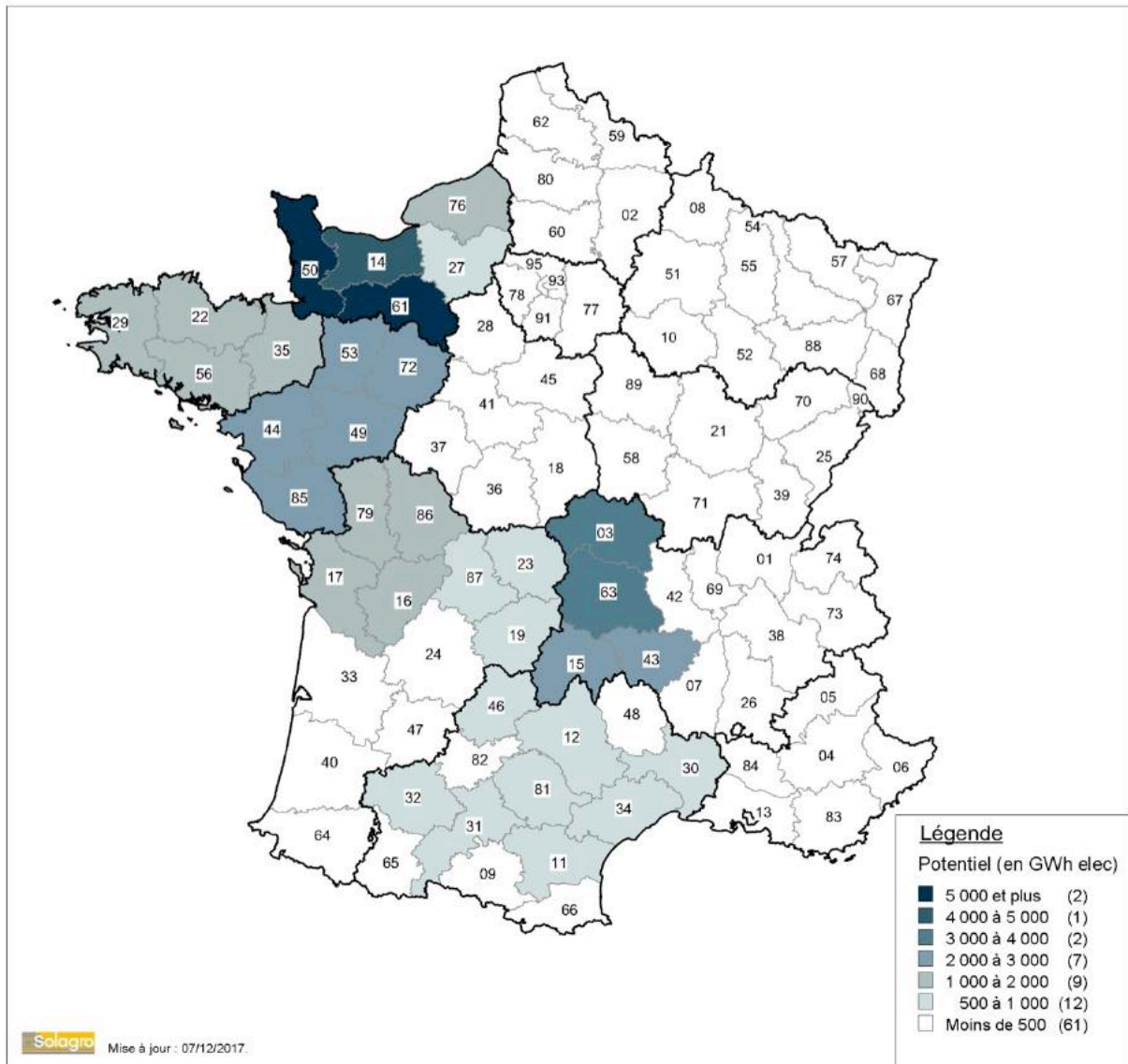
⁷³ ADEME et Artelys, « Un mix électrique 100% ENR en 2050, quelles opportunités pour décarboner le système gaz et chaleur ? »

Tableau 11 – Répartition régionale du power-to-gas⁷⁴

Région	100 €/tCO ₂	300 €/tCO ₂	1000 €/tCO ₂
Alsace	0,0%	0,0%	0,0%
Aquitaine	0,0%	0,0%	0,0%
Auvergne	18,5%	14,2%	8,4%
BasseNormandie	23,8%	14,6%	10,9%
Bourgogne	0,0%	0,7%	0,6%
Bretagne	8,8%	14,7%	13,8%
Centre	0,0%	0,9%	4,8%
ChampagneArdenne	0,0%	0,6%	2,5%
FrancheComte	0,0%	0,0%	0,0%
HauteNormandie	3,0%	3,2%	2,6%
IleDeFrance	0,0%	0,0%	0,0%
LanguedocRoussillon	3,9%	10,0%	11,4%
Limousin	2,4%	2,2%	5,9%
Lorraine	0,0%	0,0%	0,0%
MidiPyrenees	7,0%	6,9%	5,8%
NordPasDeCalais	0,0%	0,0%	0,0%
PaysDeLaLoire	19,7%	12,5%	9,5%
Picardie	0,0%	0,0%	0,0%
PoitouCharentes	10,5%	10,6%	7,4%
ProvenceAlpesCoteDAzur	2,4%	9,0%	8,0%
RhoneAlpes	0,0%	0,0%	8,4%
France	100,0%	100,0%	100,0%

⁷⁴ ADEME et Artelys.

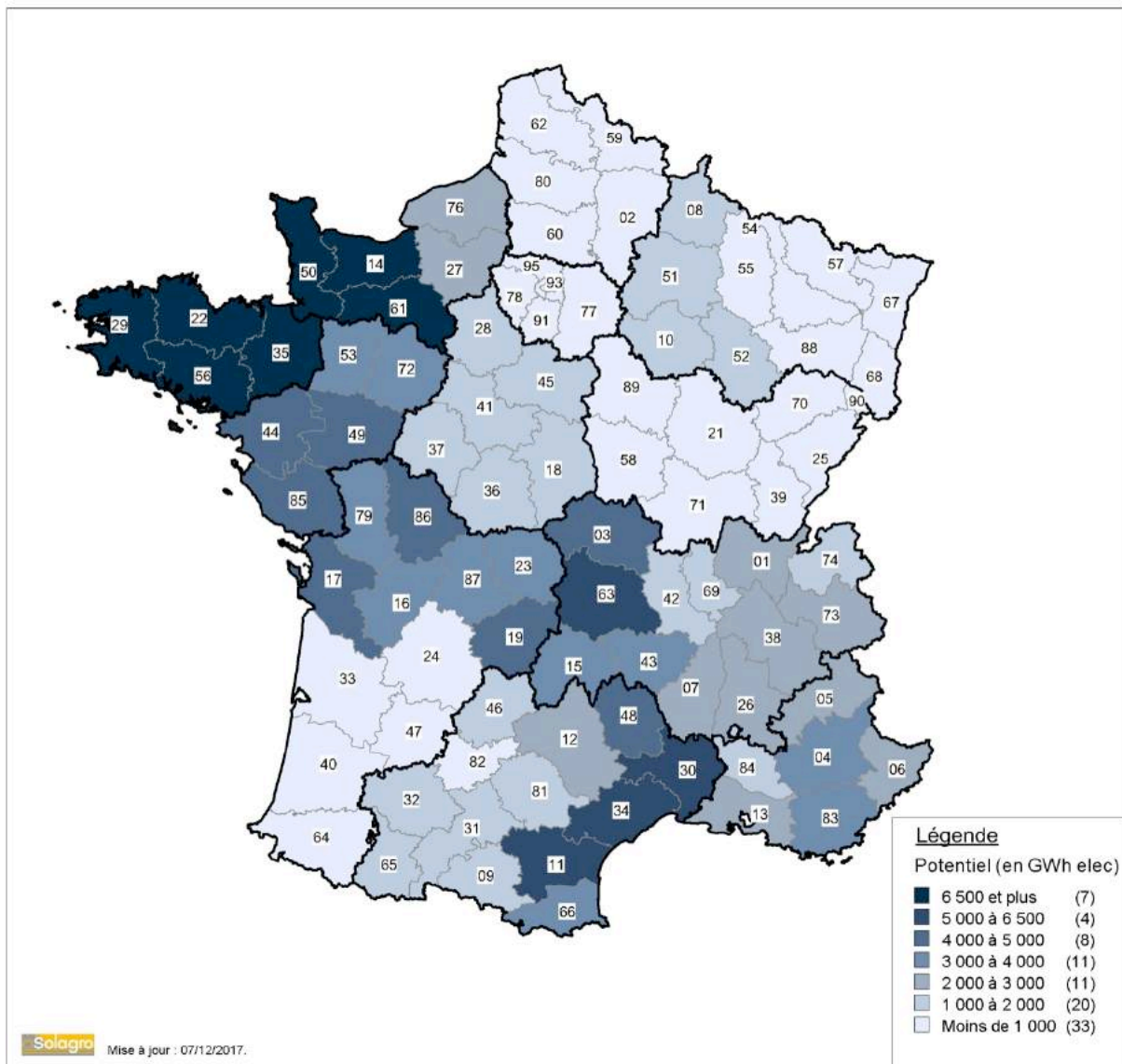
Figure 23 – Potentiel départemental de production de power-to-gas (bas), 2050



Remarque : La répartition géographique à la maille des anciennes régions est issue de l'étude ADEME⁷⁵. Pour les besoins de l'étude une répartition départementale a été estimée, en éclatant le potentiel régional au prorata des superficies des départements.

⁷⁵ ADEME et Artelys.

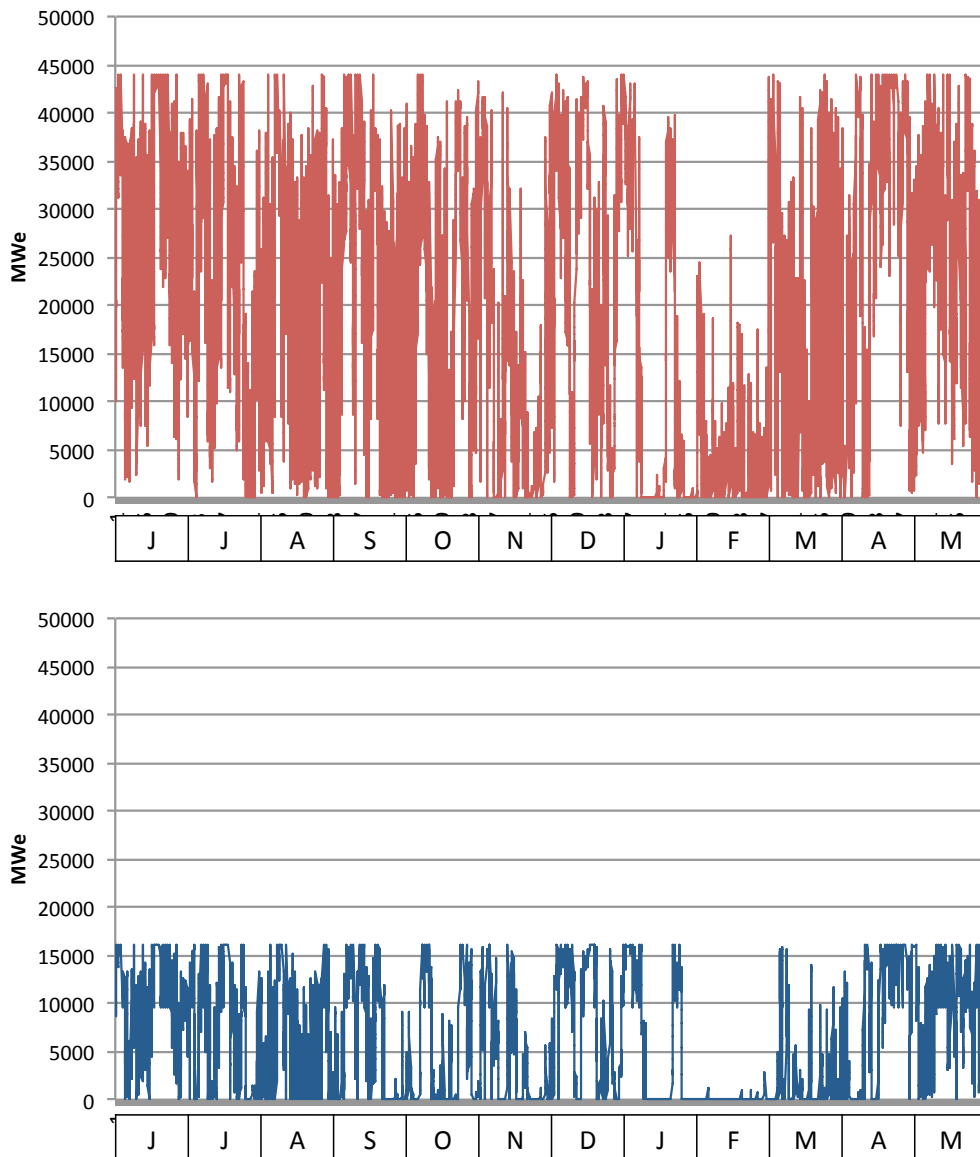
Figure 24 – Potentiel départemental de production de power-to-gas (max), 2050



Remarque : La répartition géographique à la maille des anciennes régions est issue de l'étude ADEME ⁷⁶. Pour les besoins de l'étude une répartition départementale a été estimée, en éclatant le potentiel régional au prorata des superficies des départements.

⁷⁶ ADEME et Artelys.

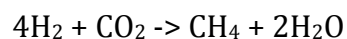
Figure 25 – Chronologies de l'électricité consommée par le power-to gas, selon scénario de l'étude ADEME⁷⁷, pour la variante PtG max (207 TWhe) et PtG min (64 TWhe)



6.1.6.2 CO₂

6.1.6.2.1 Quantité de CO₂ disponibles

Pour la filière méthane, au-delà du besoin d'électricité, le power-to-gas a besoin de dioxyde de carbone pour produire le méthane, la réaction de méthanation s'écrivant comme suit :



⁷⁷ ADEME et Artelys.



Les possibilités de valorisation des sources de CO₂ pour l'alimentation de la méthanation dépendent de plusieurs contraintes. Le Tableau 12 propose une grille d'analyse des sources potentielles de CO₂, afin de caractériser la possibilité d'être utilisée localement dans une unité de power-to-gas.

Tableau 12 – Contraintes sur la mobilisation des sources CO₂ pour le power-to-gas

N°	Contrainte	Détail
1	Adaptation au captage	Pour le CO ₂ issu de combustion, les concentrations de CO ₂ sont faibles - Nécessité de mettre en œuvre des procédés complexes de captage qui sont difficilement adaptables aux petites installations et encore moins en cas de fonctionnement discontinu ou à faible taux de charge (ex : chauffage bâtiment). Ces sources sont donc écartées.
2	Proximité au réseau de gaz	Sont considérées comme sources de CO ₂ potentielles seulement les sources provenant de sites raccordés au réseau de gaz.
3	Saisonnalité	On considère dans une première approche que la source de CO ₂ alimente en flux tendu l'unité de méthanation (pas de stockage). Pour ne pas altérer la disponibilité du power-to-gas qui fonctionne de manière discontinue (voir Figure 25) il faut qu'un débit de CO ₂ correspondant à son fonctionnement nominal soit disponible à tout moment. La valeur retenue pour ce paramètre représente un ordre de grandeur de la saisonnalité de la production de CO ₂ (débit mini / débit moyen)
4	Facteur de charge du power-to-gas	Pour apporter de la flexibilité au réseau électrique et limiter les coûts de production, le power-to-gas fonctionne de manière discontinue et sur les périodes excédentaires de production.
5	Géographique	Pour limiter les coûts, il faut éviter de transporter le CO ₂ . La répartition géographique de l'électricité disponible pour le power-to-gas n'est pas homogène sur le territoire français, la ressource en CO ₂ non plus : le croisement des deux ajoute donc une nouvelle contrainte.

L'application quantitative de cette grille de critère aux sources de CO₂ en 2050 (Sur la base de la s données du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050 ⁷⁸) est présentée en annexe 17.7.

⁷⁸ ADEME, « Vision 3035 - 2050 v2016 - tableur de travail ».

Les résultats sont présentés sur la Figure 26. Des sous-totaux sont réalisés selon 3 catégories de sources de CO₂ :

- Epuration gaz ENR : Epuration du biogaz issu de méthanisation et de gazéification de biomasse.
- Total biologique : inclus le CO₂ issu d'épuration + les CO₂ issu de combustion de combustibles renouvelables
- Total fossile : inclus le CO₂ issu de combustion de combustibles fossiles + certaines émissions issues de procédés (principalement la décarbonatation issue des fours de cimenteries)

Ces catégories permettent notamment une estimation différenciée des coûts d'approvisionnement (voir 6.1.6.2.2).

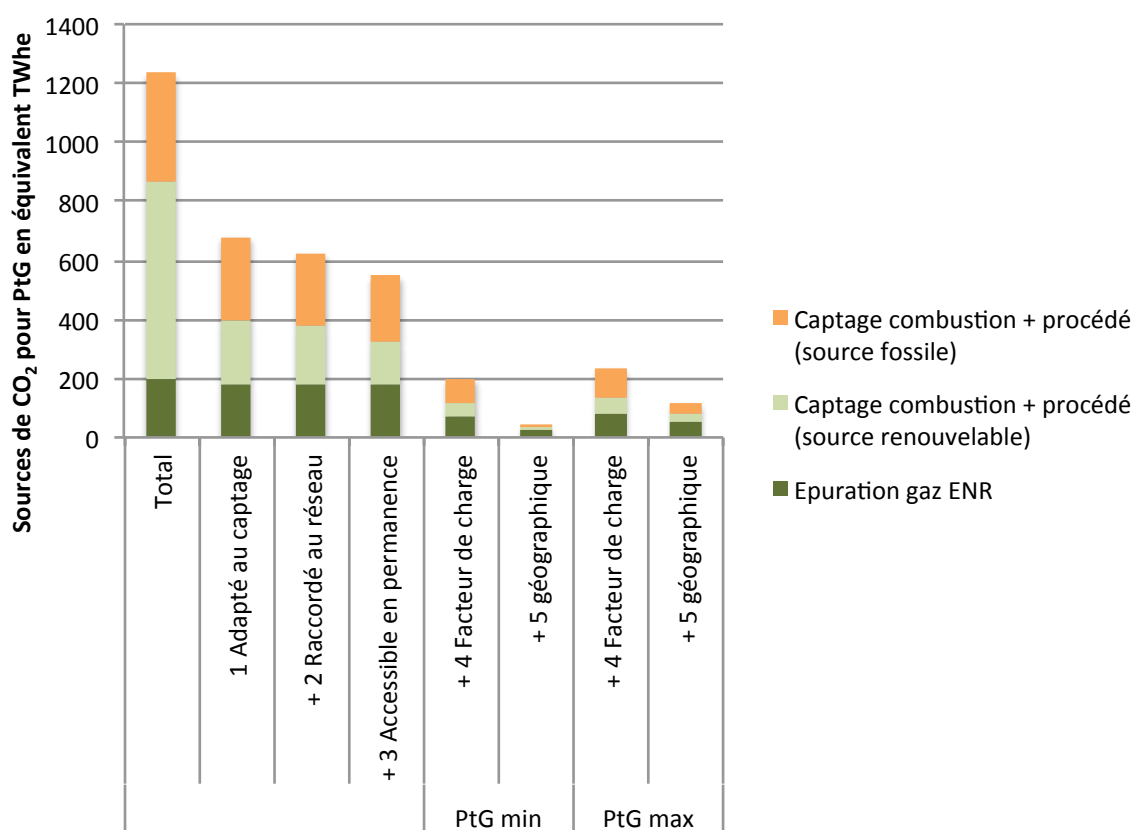
Les sources de CO₂ issues de l'épuration des gaz renouvelables dépendent du niveau de mobilisation de ces filières (méthanisation et gazéification en injection). Dans les scénarios modélisés (voir partie 10), ces niveaux diffèrent, engendrant plus ou moins de source CO₂ pour le power-to-gas. Ces fluctuations sont faibles mais non négligeables. Dans un souci de clarté, la méthodologie et les résultats sont présentés de manière détaillée en se basant sur le scénario "100% EnR&R". A la fin, les principaux résultats sont précisés pour les 4 scénarios modélisés (voir partie 10), en considérant à chaque fois, d'une part, la quantité de power-to-gas déployée et d'autre part, la quantité de CO₂ ajustée en fonction du niveau réel de mobilisation des filières.

Les trois premières contraintes sont identiques quel que soit le niveau de développement du power-to-gas, par contre, le critère lié au facteur de charge est propre au niveau retenu de power-to-gas⁷⁹. Sur un total de 1230 eqTWhe (146 Mt_{CO2}), il ne subsiste plus qu'environ 200 eq TWhe après application des contraintes à l'échelle nationale, soit juste de quoi satisfaire la demande pour le potentiel de power-to-gas dans sa variante « max » (207 TWhe).

Par contre, si l'on applique la dernière contrainte de proximité géographique (excédents électriques / source de CO₂), la ressource CO₂ devient insuffisante : elle permet seulement d'alimenter 44 TWhe pour la variante « min » du power-to-gas (besoin de 64 TWhe), et 117 TWhe dans la variante « max », pour un besoin de 207 TWh.

⁷⁹ Pour augmenter la production du power-to-gas, le développement des capacités d'ENR et des capacités de PtG, induit une augmentation du facteur de charge.

Figure 26 – Sources CO₂ locales pour le power-to-gas, selon l’ajout successif de contraintes



Remarque : Les hypothèses de sources de CO₂ sont basées sur le scénario “100% EnR&R” (voir 10)

Des solutions peuvent permettre de relâcher les contraintes sur les sources de CO₂:

- Déplacer les unités de power-to-gas en recherchant un compromis entre optimisation du réseau électrique / du réseau gazier / de la ressource CO₂.
- Favoriser les unités de Power-to-H₂ dans les zones avec de faibles sources de CO₂, en injection ou en usage direct.
- Le stockage de CO₂ et/ou son transport, pourrait permettre de lever plusieurs contraintes :
 - Stockage : sur un même site, il est possible d’augmenter la capacité de l’unité de power-to-gas en stockant le CO₂ durant les périodes où le power-to-gas est à l’arrêt.
 - Le transport (et stockage) : permettrait d’inclure des nouvelles sources de CO₂ situées hors réseau. Il permettrait aussi de mieux amortir les sources de CO₂ en valorisant une part plus importante de leur production (sans stockage ni transport, la valorisation du CO₂ est limité par le facteur de charge du power-to-gas).

- Capturer le CO₂ de l'air. Cette solution rend indépendant le positionnement du power-to-gas des sources de CO₂, mais c'est une solution très coûteuse (énergétiquement et économiquement) en raison de la très faible concentration de CO₂ dans l'air⁸⁰.

Le Tableau 13 présente les résultats sans les contraintes 2-3-4, ces contraintes sont considérées « libérées » par la mise en œuvre de stockage et transport du CO₂. Il est néanmoins considéré comme hypothèse que le transport s'effectue au sein d'une région seulement. Pour la variante « PtG min », le potentiel de power-to-gas est atteint, mais pour la variante PtG « max », les ressources en CO₂ limitent encore le potentiel à 86% voire même 76% si l'on ne considère que les ressources renouvelables. Cette limitation vient principalement de la Bretagne où le power-to-gas est très développé, avec un ratio ressource/besoin de seulement 0,3. Cette région devra donc importer du CO₂ d'autres régions.

Tableau 13 – Potentiel de power-to-gas avec uniquement les contraintes 1 et 5 (adaptation au captage + contrainte géographique maille régionale)

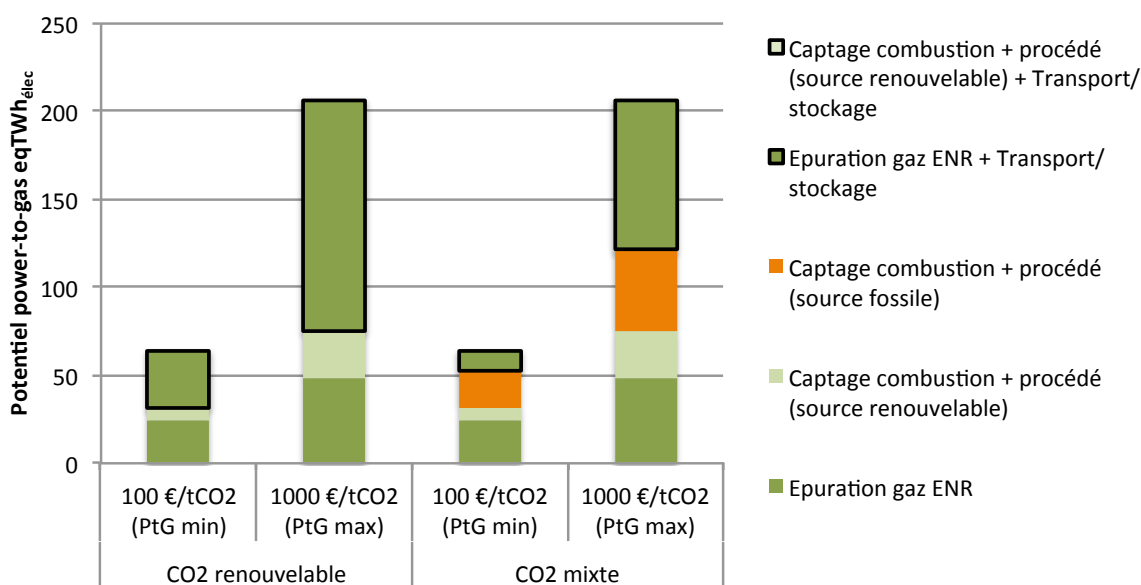
en eq TWhelec	100 €/tCO ₂ (PtG min)						1000 €/tCO ₂ (PtG max)					
	Potentiel hors contrainte	Potentiel atteignable selon source				Potentiel non atteignable	Potentiel hors contrainte	Potentiel atteignable selon source				Potentiel non atteignable
		Tout	CO ₂ ENR	CO ₂ fossile	Epuration gaz ENR			Tout	CO ₂ ENR	CO ₂ fossile	Epuration gaz ENR	
Île-de-France	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Champagne-Ardenne	0	0	0	0	0	0	5	5	5	3	5	0
Picardie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Haute-Normandie	2	2	2	2	2	0	5	5	5	3	5	0
Centre	0	0	0	0	0	0	10	10	10	6	10	0
Basse-Normandie	15	15	15	3	14	0	23	19	16	3	14	4
Bourgogne	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	0
Nord-Pas-de-Calais	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lorraine	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Alsace	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Franche-Comté	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pays de la Loire	13	13	13	10	4	0	20	20	13	10	4	0
Bretagne	6	6	6	0	4	0	29	8	7	0	4	21
Poitou-Charentes	7	7	7	7	7	0	15	15	15	9	10	0
Aquitaine	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Midi-Pyrénées	5	5	5	3	5	0	12	12	11	3	7	0
Limousin	2	2	2	0	2	0	12	12	12	0	11	0
Rhône-Alpes	0	0	0	0	0	0	17	17	17	17	10	0
Auvergne	12	12	12	3	10	0	17	17	14	3	10	0
Languedoc-Roussillon	3	3	3	3	3	0	24	18	9	10	5	5
Provence-Alpes-Côte d'Azur	2	2	2	2	2	0	17	17	17	17	12	0
Bilan France	65	65	65	33	50	0	207	177	153	87	106	30
en % du potentiel		100%	100%	51%	77%	0%		85%	74%	42%	51%	15%

Remarque : Les hypothèses de sources de CO₂ sont basées sur le scénario "100% EnR&R" (voir 10)

⁸⁰ ADEME et al., « Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire », 72.

Au final, on peut constituer les mix de source CO₂ pour les deux variantes de power-to-gas, en considérant une alimentation purement en CO₂ renouvelable ou en intégrant du CO₂ fossile, ce qui limite le recours au transport/stockage.

Figure 27 – Potentiel de power-to-gas selon les sources de CO₂



Remarque : Les hypothèses de sources de CO₂ sont basées sur le scénario “100% EnR&R” (voir 10)

6.1.6.2.2 Estimation du coût d’approvisionnement en CO₂

Les sources de CO₂ peuvent être plus ou moins « pures » et donc coûteuses de par le système de captage à mettre en œuvre. On peut différencier deux principales sources de CO₂ :

- Une source relativement pure issue de l’épuration de biogaz (pour la production de biométhane) et à terme celle du syngas issu de gazéification⁸¹, dont la mise en œuvre peut se faire à coût nul ou quasi « nul »⁸²
- Le CO₂ issu de captage sur fumées de combustion ou de procédés de l’industrie lourde (cimenterie, haut-fourneau), qui présentent des concentrations en CO₂

⁸¹ Les syngas comportent déjà de l’hydrogène qui peut permettre de méthaner les oxydes de carbone contenus dans le syngas, mais il y a toujours un déficit d’hydrogène pour méthaner l’ensemble du carbone. Voir par exemple l’étude CRIGEN, « BIOMETHANE DE GAZEIFICATION EVALUATION DU POTENTIEL DE PRODUCTION EN FRANCE AUX HORIZONS 2020 ET 2050 » (GrDF, 2013).

⁸² Ce qui ne veut pas dire que dans la réalité, ce CO₂ devra être acheté à un prix supérieur au coût de mise en œuvre, selon les conditions du marché. Cette recette supplémentaire à attribuer au producteur de biométhane permettra de réduire les coûts de production du biométhane. Dans cette étude, il est proposé de ne pas prendre en compte cette recette supplémentaire dans les coûts de production du biométhane et par conséquent de ne pas prendre en compte non plus de prix d’achat pour l’unité de méthanation. Le coût global sera donc correctement évalué, même si les coûts de production du biométhane seront légèrement surévalués et ceux du Power-to-gas sous-évalués.

faibles (1 à 30 %), où il est nécessaire de mettre en œuvre un système de captage. Ces unités de captage ont été étudiées principalement pour de grosses installations (centrales électrique charbon, haut-fourneau ...) dans le but de la séquestration, mais à ce jour très peu mises en œuvre. Les flux de CO₂ nécessaires pour des unités de méthanation sont beaucoup plus faibles (voir Tableau 14). Ainsi, la méthanation pourra être « branchée » sur une unité de captage de grande taille, mais comme utilisateur minoritaire, ou bien à une unité de captage dédiée de plus petite échelle à des coûts supérieurs (plus petites installations, facteur de charge plus faible). Dans tous les cas, le fonctionnement intermittent du PtCH₄ est aussi un facteur d'augmentation des coûts.

Tableau 14 - Exemples typiques de sources CO₂ et puissance électrique d'électrolyse qui peut y être associée pour la méthanation

Source type	tCO ₂ /h	MW electrolyseur équivalent
Centrale charbon 600 MW, rendement 35%PCI	585	6311
Centrale CCGT Gaz 400MW , rendement PCI 57%	142	1528
Petite Chaudière procédé ou Chaufferie biomasse 5MW, rendement PCI 90%	2	22
Méthaniseur, équivalent cogénérateur 0,7 MWe (rend élec 35% PCI)	0,37	4,0
Cimenterie 2000 t/j clinker	73	792
Haut fourneau 2Mtacier/an	440	4750

Source : E&E Consultant dans ⁸³

⁸³ ADEME et al., « Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire ».

Tableau 15 – Coûts spécifiques du CO₂ selon la source

		2014	2030	2050
Epuration biogaz	€/tCO ₂	0	0	0
Captage grande unités (8000h/a) (1)	€/tCO ₂	40	35	30
Captage petite/moyenne unité (4000h/a) (2)	€/tCO ₂	165	150	140
Moyenne captage retenue	€/tCO ₂	100	90	90
Conversion en €/MWh_{CH4}		2014	2030	2050
Epuration biogaz	€/MWh _{CH4}	0	0	0
Captage grande unités (8000h/a)	€/MWh _{CH4}	2	2	1
Captage petite/moyenne unité (4000h/a)	€/MWh _{CH4}	8	7	6
Moyenne captage retenue	€/MWh _{CH4}	5	4	4
Conversion en €/MWh_e				
Epuration biogaz	€/MWh _e	0	0	0
Captage grande unités (8000h/a)	€/MWh _e	1	1	1
Captage petite/moyenne unité (4000h/a)	€/MWh _e	4	4	4
Moyenne captage retenue	€/MWh _e	2	2	3

Sources : (1) (Lecomte et al, 2009); (2) Expertise Solagro

Par ailleurs, les coûts de stockage et transport de CO₂ ont été estimés avec des hypothèses simplifiées. Ainsi, il est considéré que lorsque l'option stockage/transport était mise en œuvre, le stockage correspondait à une unité de stockage de 3 mois et la distance moyenne de 100 km. Le coût total du stockage et transport ramené à la tonne de CO₂ utilisée est estimé ainsi à 190 €/t CO₂ (Tableau 16).

Tableau 16 - Coûts transport et stockage CO₂

		2014	2030	2050
Stockage CO2 3 mois (compression + réservoir)	€/tCO ₂	36	36	36
Transport 100 km	€/tCO ₂	154	154	154
Conversion en €/MWh_{CH4}		2014	2030	2050
Stockage CO2 3 mois (compression + réservoir)	€/MWh _{CH4}	6	6	6
Transport 100 km	€/MWh _{CH4}	27	27	27
Conversion en €/MWh_e				
Stockage CO2 3 mois (compression + réservoir)	€/MWh _e	4	4	4
Transport 100 km	€/MWh _e	18	18	18

Principales hypothèses :

Coûts de compression 11€/tCO₂ (Afhyac)

Coût réservoir : 100€/tCO₂ stockée (expertise Solagro)

Transport : 1,5€/tCO₂/km, sur base transport camion de CH₄ liquide (Etude gas porté, S3D, 2016)

Avec les coûts spécifiques de 90 €/tCO₂ (Tableau 15) et les coûts de stockage/transport de 190 €/t CO₂ (Tableau 16), on obtient ainsi un coût global de 280 €/t CO₂ pour une solution capture + stockage + transport.



Cette valeur est à comparer au captage de CO₂ dans l'air, qui pourrait être une autre option pour lever les contraintes sur les disponibilités de source CO₂, et qui est estimée à 350 €/tCO₂ (voir étude ADEME/GRDF/GRTgaz⁸⁴).

L'ordre de grandeur n'est pas très différent, l'option capture dans l'air pourrait donc être également une source de CO₂ pertinente si des réductions de coûts sont possibles et les besoins en power-to-gas élevés.

En croisant les quantités nécessaires de CO₂ avec les coûts de production, on détermine les coûts moyens d'approvisionnement en CO₂ pour les deux variantes de power-to-gas. Pour la variante PtG « min », le coût moyen d'approvisionnement est de 11€/MWh pour un sourcing exclusivement en CO₂ renouvelable, et baisse à 5€/MWh si l'on inclut du CO₂ fossile : la baisse de coût est liée au moindre recours à l'option stockage/transport. On retrouve la même tendance pour la variante haute du power-to-gas, avec des coûts moyens d'approvisionnement plus élevés, respectivement 14 et 10 €/MWh. Le besoin plus important de CO₂ impose de recourir à du CO₂ plus cher, avec le captage sur fumée ou procédé industriel et/ou stockage/transport.

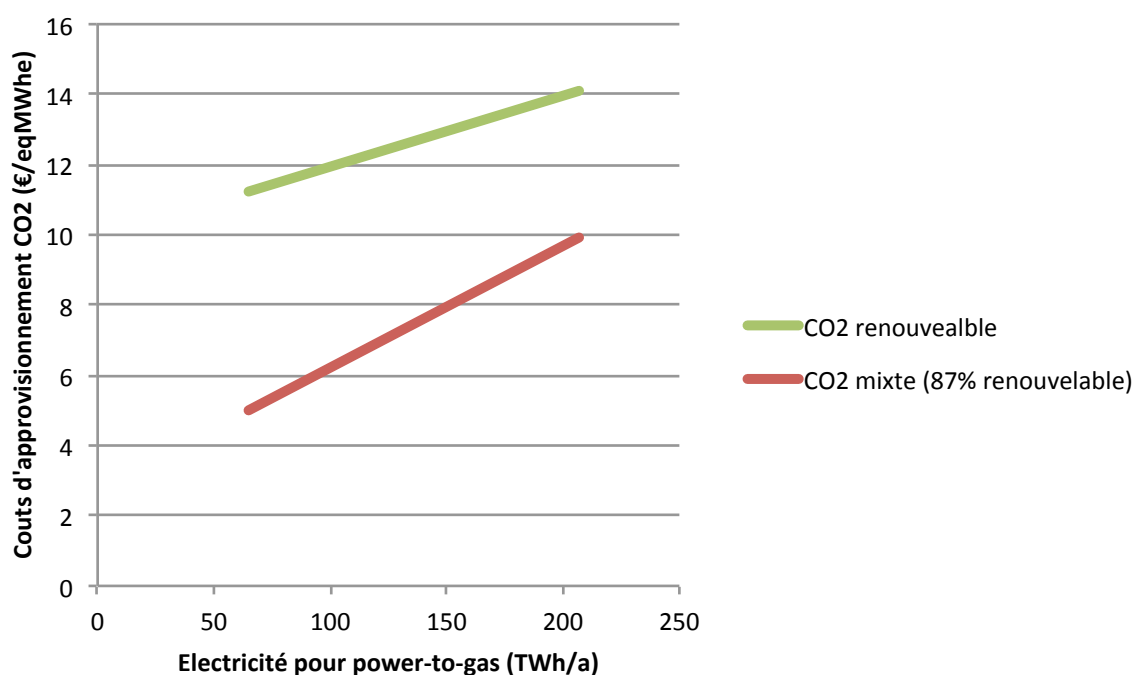
Tableau 17 - Coûts d'approvisionnement en CO₂

	unité	CO2 renouvelable		CO2 mixte	
		100 €/tCO ₂ (PtG bas)	1000 €/tCO ₂ (PtG haut)	100 €/tCO ₂ (PtG bas)	1000 €/tCO ₂ (PtG haut)
Electricité pour power-to-gas	TWh	65	207	65	207
Coûts CO ₂ :	M€	725	2911	323	2048
Epuration gaz ENR	M€	0	0	0	0
Captage combustion + procédé (source renouvelable)	M€	22	72	22	72
Captage combustion + procédé (source fossile)	M€	0	0	56	121
Epuration gaz ENR + Transport/stockage	M€	703	2840	244	1855
Captage combustion + procédé (source renouvelable) + Transport/stockage	M€	0	0	0	0
Coût moyen	€/MWh	11	14	5	10
	€/tCO ₂	95	119	42	84
	€/MWh _{CH₄PCS}	17	21	8	15

Remarque : Les hypothèses de sources de CO₂ sont basées sur le scénario "100% EnR&R" (voir 10)

⁸⁴ ADEME et al.

Figure 28 - Coûts d'approvisionnement en CO₂



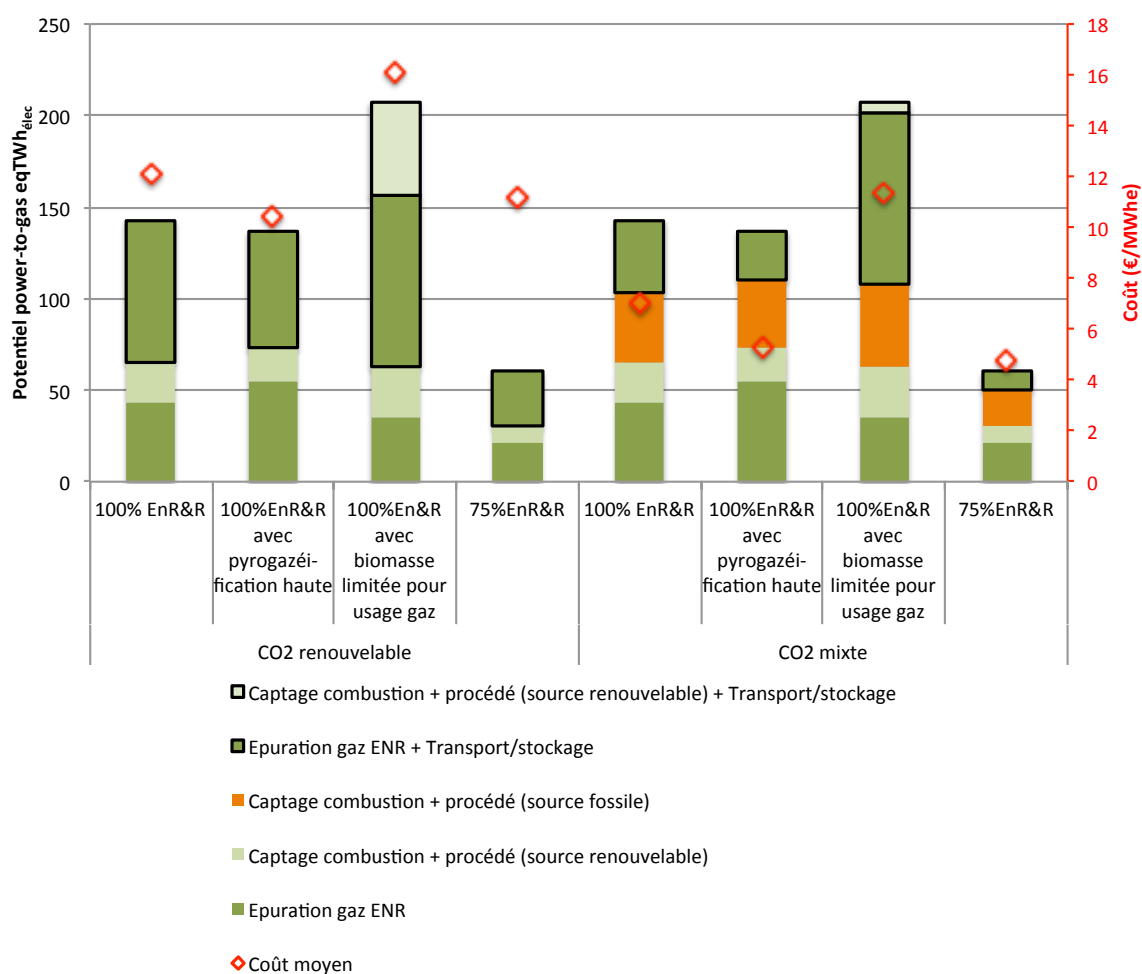
La Figure 29 présente les principaux résultats de cette méthodologie en considérant spécifiquement les hypothèses des 4 scénarios définis en partie 10. Les résultats peuvent différer de ceux présentés précédemment car ils prennent en compte la ressource CO₂ de manière plus précise, en considérant les filières méthanisation et gazéification réellement déployées dans chacun des scénarios et donc la vraie ressource CO₂ issu de l'épuration de gaz renouvelables.

En comparaison avec le scénario « 100% EnR&R », le scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute » présente des coûts réduits malgré un niveau de sollicitation de power-to-gas très similaire : la mobilisation plus importante (x2) de la filière gazéification permet de profiter d'une source de CO₂ à faible coûts plus importante.

Le scénario « 100% EnR&R avec biomasse limitée pour les usages gaz » présente le niveau le plus élevé de power-to-gas et nécessite donc de mobiliser plus de ressources et donc d'aller puiser dans les ressources CO₂ les plus chères. A cela s'ajoute le fait que les filières méthanisation et gazéification étant limitées, l'accès au CO₂ bas coûts est réduit.

Inversement le scénario « 75% EnR&R » atteint un coût minimum en approvisionnement CO₂ mixte étant donné le faible recours au power-to-gas. L'effet est nettement plus limité dans le cadre d'un approvisionnement en CO₂ renouvelable stricte du fait de l'accès limité au CO₂ issu de l'épuration de gaz renouvelables. En effet, même si le niveau globale de mobilisation des filières méthanisation et gazéification est similaire au scénario « 100% EnR&R », le croisement avec la localisation géographique du power-to-gas en limite l'accès : le territoire d'implantation du power-to-gas se réduit avec sa mobilisation (voir Figure 23 et Figure 24).

Figure 29 – Mix sources de CO2 et son coût, selon les scénarios



6.2 Energie de récupération

6.2.1 Combustible Solide de Récupération (CSR)

Peu d'études quantifient la ressource en combustible solide de récupération (CSR). Une étude interne de GRTgaz⁸⁵ estime un potentiel compris entre 2,5 et 7 Mt. Une autre étude⁸⁶, se basant sur les objectifs du plan déchet 2014-2020, estime à 2,5 Mt le besoin de production de CSR. La valeur moyenne de 5Mt est retenue pour 2050.

Néanmoins, il est considéré que les cimenteries consommeront une partie de cette ressource. Dans le scénario énergie-climat ADEME 2035-2050⁸⁷ », la consommation de

⁸⁵ GRTgaz et S3D, « ETUDE SUR LES GISEMENTS VALORISABLES PAR LA FILIERE PYROGAZEIFICATION PHASE 1 : ETAT DES LIEUX BIBLIOGRAPHIQUE ET « FICHES INTRANTS » », Rapport interne, 2017.

⁸⁶ ADEME, FNADE, et SN2E, « ELABORATION D'UN MODELE ECONOMIQUE GLOBAL DE PRODUCTION ET VALORISATION DE CSR », Synthèse, 2015.

⁸⁷ ADEME, « Vision 3035 - 2050 v2016 - tableur de travail ».

CSR par les cimenteries est estimée à 1,7 Mt⁸⁸ à horizon 2050. Cette estimation est cohérente avec l'estimation de 1Mt à horizon 2020 de l'étude ADEME⁸⁹.

Cette dernière étude permet également de caractériser les CSR d'un point de vue énergétique et économique :

- Le PCI serait de l'ordre de 12 à 18 MJPCI/kg : on retient 14 MJPCI/kg pour l'étude « 100 % gaz ENR »
- une redevance de 40€/t en sortie de centre de production ainsi qu'un coût de transport de 10€/t sont estimés. C'est à dire que l'unité de gazéification est payée pour traiter les CSR. Cette évaluation est réalisée en considérant les coûts de stockage évités par la production et la valorisation énergétique des CSR, voir annexe 17.13. On retient donc pour l'étude une redevance net de transport de 30€/t.

Tableau 18 - Résumé des valeurs retenues pour les CSR

Ressource brute	Mt	5,0
Consommation cimenterie	Mt	1,7
Ressource nette	Mt	3,3
PCI	MWh _{PCI} /t	3,9
Ressource nette	TWh_{PCI}	13
Coût d'approvisionnement	€/t	-30

6.2.2 Hydrogène fatal

L'étude ADEME/GRDF/SOLAGRO⁹⁰ évalue un potentiel actuel d'hydrogène fatal non valorisé compris entre 250 et 440 GWh_{PCS}. En réalité, l'étude montre une production de 4,4 TWh_{PCS} d'hydrogène fatal mais qui est déjà valorisée pour des usages matière ou combustion directe, plus pertinents environnementalement et économiquement que l'injection.

Ce potentiel provient des industries de l'électrolyse du chlore principalement, ainsi que de celle du fluor. La question n'est pas tranchée de savoir comment sera comptabilisé l'hydrogène fatal en comparaison des autres gaz renouvelables. Il s'agit aujourd'hui d'un gaz fatal co-produit lors de la production de produits tels que le chlore. Même si on lui attribue un caractère non renouvelable en raison du mix électrique actuel approvisionnant les sites industriels, si l'on se projette en 2050, dans un système énergétique basé sur des énergies renouvelables ou très proche, les sites de productions

⁸⁸ L'ADEME identifie 6,5 TWhPCI, soit 1,7 Mt en considérant un PCI de 3,9 MWh/t.

⁸⁹ ADEME, FNADE, et SN2E, « ELABORATION D'UN MODELE ECONOMIQUE GLOBAL DE PRODUCTION ET VALORISATION DE CSR ».

⁹⁰ GRDF, ADEME, et SOLAGRO, « Evaluation du potentiel de méthanation à partir de gaz industriels fatals (hydrogène et dioxyde de carbone) », 2017.

industriels seront donc approvisionnés en électricité renouvelable. Dans tous les cas on peut le considérer comme une énergie de récupération.

La valorisation de cet hydrogène fatal résiduel pourrait se faire par combustion directe locale, par injection dans les réseaux de gaz (H_2 ou CH_4 après étape de méthanation) ou encore pour alimenter des stations carburant H_2 .

Pour la combustion, il semble que les sites industriels ont déjà mis en œuvre une bonne partie des possibilités de valorisation, il reste néanmoins des possibilités de valorisation sur des sites voisins, qui restent plus complexes à mettre en œuvre.

Pour les stations H_2 carburant, il est considéré ici un choix de mobilité plutôt orienté sur le vecteur méthane, ainsi l'option mobilité H_2 n'est pas modélisée dans la présente étude. Néanmoins son impact éventuel est évalué à la fin de la partie 10.1.

Enfin, il est important de souligner que dans l'objectif du bouclage 100% ENR du réseau de gaz, la valorisation en combustion ou la valorisation en injection directe ont le même impact ou quasiment, tout en jouant sur deux effets différents :

- La combustion d'1MWh d'hydrogène fatal permet d'économiser 1 MWh de gaz réseau, et donc de réduire la consommation de gaz d'1 MWh
- L'injection d'1MWh d'hydrogène dans le réseau permet d'augmenter la ressource de gaz « renouvelable » de 1 MWh. L'effet est un peu plus faible (0,8 MWh) dans le cas de l'injection en méthane, en raison de la méthanation dont le rendement $H_2 \rightarrow CH_4$ est de 78%⁹¹.

Pour l'injection directe en hydrogène, l'étude ⁹² pointe néanmoins le fait que les possibilités d'injection directe d'hydrogène sont fortement restreintes en raison de la limitation des capacités d'injection locale si l'on veut respecter la limite actuelle de 6% en volume de teneur en hydrogène dans le gaz de réseau définies par les prescriptions techniques du distributeur et du transporteur⁹³.

On retient pour étude « 100% gaz renouvelable », une valorisation moyenne en injection de 275 GWh_{PCS} de méthane (correspondant à 350 GWh d'hydrogène fatal).

L'hydrogène étant co-produit sur site, les coûts de mobilisation sont nuls. Les coûts de traitement éventuels de l'hydrogène sont inclus dans les coûts des unités de transformation, voir partie 7.5.

⁹¹ Voir 7.4.2

⁹² GRDF, ADEME, et SOLAGRO, « Evaluation du potentiel de méthanation à partir de gaz industriels fatals (hydrogène et dioxyde de carbone) ».

⁹³ Des expérimentations d'un taux d'hydrogène plus élevé sont en cours. Le projet GRHYD par exemple va tester jusqu'à 20% d'hydrogène. Toutefois, cette question de la concentration limite en hydrogène ne concerne pas que les réseaux de distribution, elle concerne également potentiellement les réseaux de grand transport et les stockages souterrains.

7 Description technico-économique des filières de production de gaz renouvelables

7.1 Remarques générales

Les coûts de production du biométhane sont estimés selon la méthode du LCOE (Levelized Cost of Energy), soit « coût actualisé de l'énergie ». Elle permet de calculer un prix unitaire de l'énergie en divisant la somme des dépenses actualisées cumulées par la somme des quantités d'énergie actualisées cumulées⁹⁴.

Le taux d'actualisation retenu est de 5%, taux retenu dans l'étude ADEME⁹⁵ menée sur le système électrique avec un fort taux de pénétration des énergies renouvelables. Néanmoins, une analyse de sensibilité est réalisée avec un taux d'actualisation de 10%, afin de prendre en compte un taux de risque plus élevé, plus conforme à la réalité actuellement observé sur les projets biométhane.

Il est part ailleurs important de faire le lien avec l'indicateur TRI plus couramment utilisé par les acteurs de terrain de ces filières. L'approche simplifiée de modélisation des coûts des filières a pour conséquence que le LCOE avec un taux d'actualisation de X% est équivalent à un coût de production permettant un TRI projet avant impôt et taxe de ce même X%. Ainsi, un LCOE avec un taux d'actualisation de 5% correspond à un coût de production permettant d'atteindre un TRI projet avec impôt et taxe de 5%⁹⁶.

Enfin, les coûts calculés ici sont des coûts unitaires moyens de l'énergie injectée. On considère un coût centré sur l'année 2050 pour un parc de production stabilisé ayant les performances correspondantes au niveau de développement technique et économique de 2050. Ces calculs ne sont pas effectués dans un objectif d'analyse macro-économique avec des flux annuels d'investissements, d'OPEX et de ventes d'énergie⁹⁷.

7.2 Méthanisation

Les principales hypothèses technico-économique et la modélisation adoptée pour estimer les coûts de production de la filière méthanisation sont résumées dans cette partie, les détails sont en annexe 17.10.

Les données sur les performances technico-économiques de la méthanisation-épuration sont issues de l'expertise de Solagro et la récente étude GRDF/ENEA/Finergreen⁹⁸. Elles prennent en compte les réductions de coûts suivantes :

- - 10% sur les CAPEX et OPEX unitaires pour la partie méthaniseur
- - 40% sur le CAPEX de l'épurateur

Le rendement global de conversion (méthane injecté / méthane produit) est considéré de 94%. On prend en compte ici les besoins de chauffage du méthaniseur⁹⁹.

⁹⁴ Les détails des formules de calcul sont en annexe 17.9.1

⁹⁵ ADEME et al., « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations ».

⁹⁶ Les détails des formules de calcul sont en annexe 17.9.1

⁹⁷ Cela nécessiterait une modélisation prenant en compte l'évolution du parc et son rythme de renouvellement, ce qui est hors du périmètre de cette première étude cherchant à évaluer la faisabilité d'un bouclage 100% ENRR du système gazier français.

⁹⁸ GRDF, ENEA, et Finergreen, « Etude des pistes de réduction des coûts de production du biométhane en France », 2017.

7.2.1 Calcul des coûts unitaires par cas type

Le calcul du coût de production du biométhane est effectué en modélisant 12 unités types pour les 4 départements sélectionnés pour l'étude détaillée du réseau gazier (voir partie 11.1).

Ces cas-types sont basés sur la typologie des ressources propres à chaque département, avec des proportions variables de biodéchets, déjections d'élevage, CIMSE, de résidus d'industrie agroalimentaires (IAA), d'herbes, et de résidus d'algues. La description détaillée des cas-types est faite en annexe 17.10.

Pour chaque cas type, on calcule :

- Les caractéristiques techniques : puissance et énergie produite en fonction du régime d'alimentation
- L'investissement
- Les coûts d'exploitation
- Les recettes annexes (valorisation du digestat par exemple) et les redevances de traitement des déchets

On distingue ici les OPEX « techniques » liées au fonctionnement de l'unité de méthanisation, et les OPEX « matières » liées à l'approvisionnement de l'unité de méthanisation (voir les détails de la méthode et des calculs en annexe 17.10).

Tableau 19 – synthèse des coûts unitaires des 12 méthaniseurs types

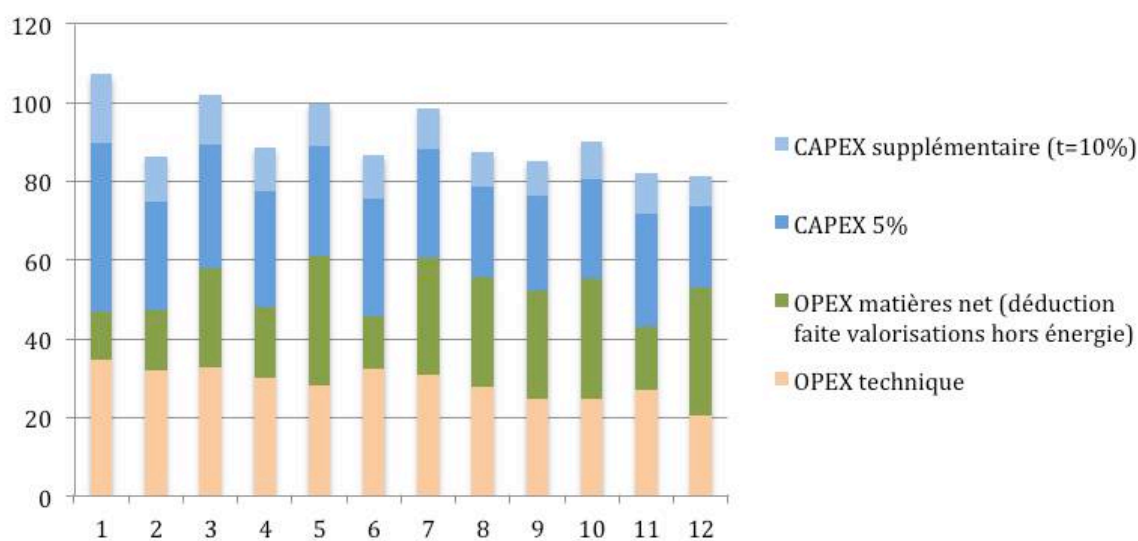
N° de cas-type	Unité	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
OPEX matières net (déduction faite hors valorisations énergie)	€/MWh	12	15	25	18	33	13	30	28	28	31	16	32
OPEX technique	€/MWh	35	32	33	30	28	32	31	28	25	25	27	21
CAPEX énergie	€/MWh	60	39	44	40	38	41	38	32	33	35	39	28
LCOE à 10% d'actualisation	€/MWh	107	86	102	89	100	87	98	87	85	90	82	81
LCOE à 5% d'actualisation	€/MWh	90	75	89	77	89	75	88	79	76	81	72	74

Source : Solagro

⁹⁹ Il pourrait atteindre 98% en généralisant les épurateurs performants, en intégrant la récupération d'énergie sur les compresseurs et groupes froids, en améliorant l'isolation, et en passant au chauffage par pompe à chaleur.



Figure 30 - décomposition des coûts pour les 12 cas-type, €/MWh PCs



Source : Solagro

7.2.2 Représentativité du parc

La représentativité du parc de méthaniseurs est liée à leur positionnement. Pour chaque département, on estime au niveau cantonal le nombre de méthaniseurs par unité-type qui permet de capter la totalité de la ressource avec un rayon d’approvisionnement adapté.

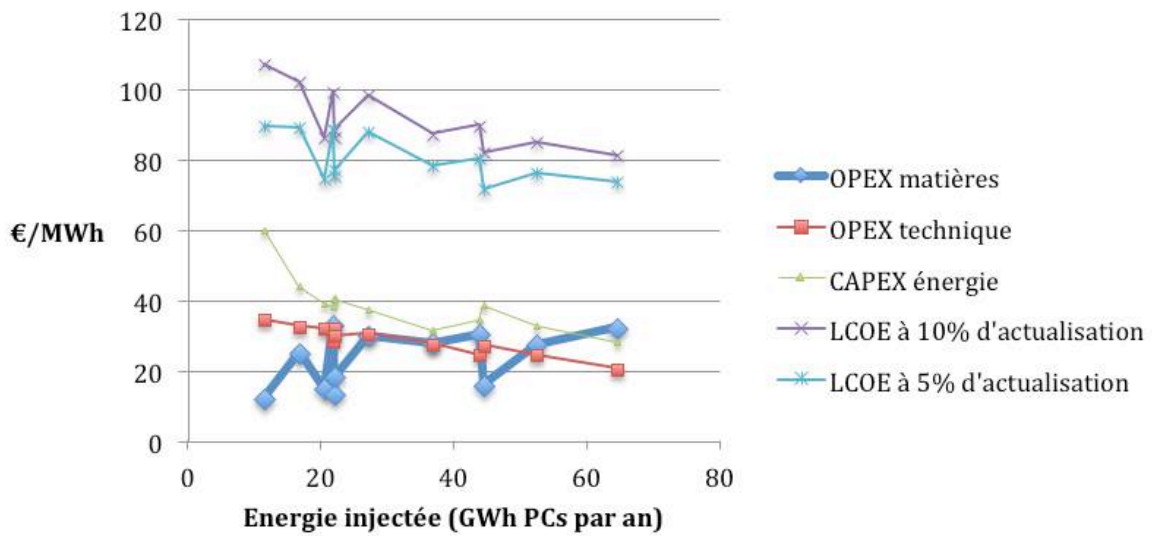
Tableau 20 – Représentativité du parc de méthaniseurs (en énergie)

N° de cas-type	Unité	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Représentativité du parc	%	6,3	2,6	8,3	0,2	5,6	10,8	19,1	18,7	1,0	2,6	19,1	5,7

Le CAPEX et les OPEX techniques évoluent principalement avec la taille, comme le montre la Figure 31. Les CAPEX et OPEX techniques diminuent avec la taille de l’installation, conformément à ce que l’on peut attendre de l’effet d’échelle.

En revanche, les OPEX matières sont étroitement dépendantes du régime d’alimentation des méthaniseurs, donc des ressources, et non de la taille des unités. Il est donc nécessaire de s’assurer que ce poste est bien extrapolable à l’ensemble de la ressource nationale.

Figure 31 - corrélation entre les OPEX ou CAPEX avec la quantité d'énergie injectée pour les 12 cas-types étudiés



Source : Solagro

7.2.3 Extrapolation aux coûts de production nationaux

A partir de l'analyse détaillée d'unités type de méthanisation sur les cas départements d'étude, les coûts de production sont extrapolés à l'échelle nationale. La méthode est illustrée sur la Figure 32, la partie OPEX matière et coûts de transformation (OPEX techniques et CAPEX énergie) sont traités de manière différente.

Figure 32 – Principe d'extrapolation des coûts de production de la méthanisation

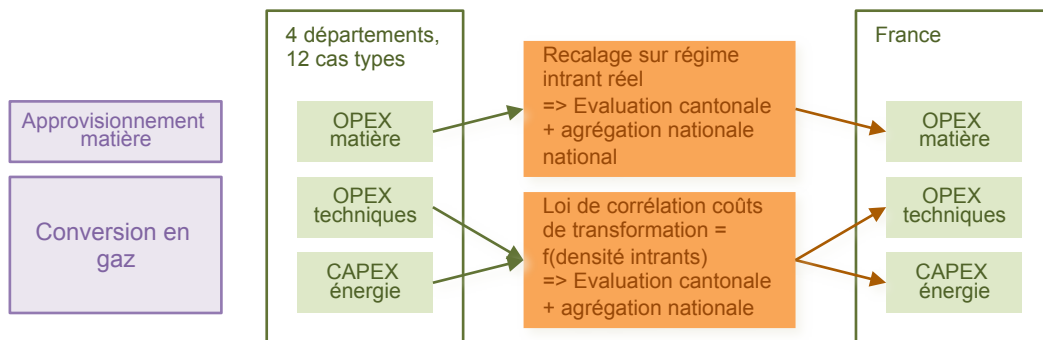
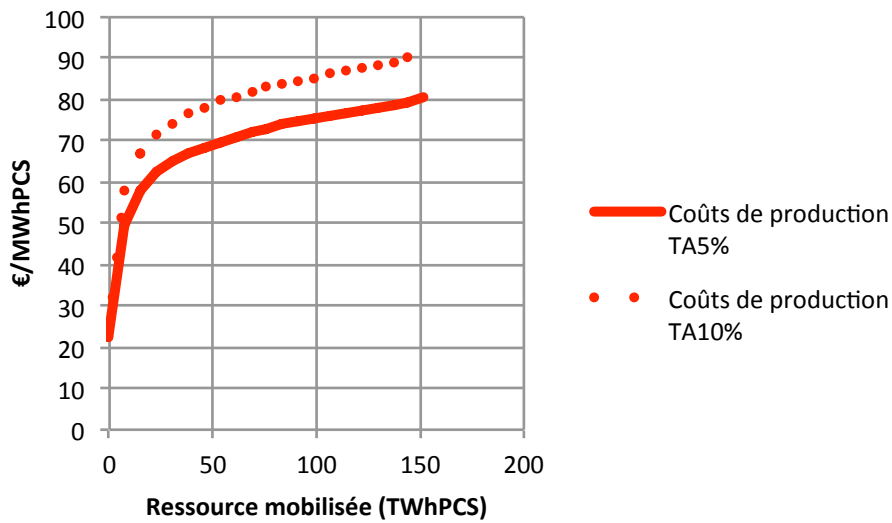


Figure 33 – LCOE moyen croissant de la méthanisation en fonction de la ressource mobilisée



Remarque : l'abscisse représente la ressource mobilisée globale et pas seulement celle mobilisée pour la filière « injection ».

7.3 Pyrogazéification

La pyrogazéification ou gazéification est un procédé thermochimique, permettant de produire un combustible gazeux, appelé syngas, à partir de matière organique. Ce syngas est composé principalement de méthane, d'hydrogène, de monoxyde de carbone et de dioxyde de carbone. L'utilisation du syngas directement dans des procédés industriels, des chaudières ou des moteurs de cogénération est possible et actuellement développée. Il en existe de nombreuses références commerciales¹⁰⁰.

Pour permettre de produire un gaz principalement constitué de méthane et dont les propriétés thermodynamiques sont équivalentes au gaz naturel, il est nécessaire de compléter le procédé, notamment avec une étape de méthanation (voir partie 7.4.2). Une seule installation de taille industrielle fonctionne actuellement dans le monde, il s'agit de l'unité Gobigas, à Gotenborg en Suède d'une puissance de 32MW_{comb}/20 MW_{CH₄}. Au moins trois nouveaux démonstrateurs devraient voir le jour ces prochaines années en Europe :

- Ambigo, Hollande, 4MW_{comb}/2,6 MW_{CH₄} (prévu en 2019)¹⁰¹
- GogreenGas, Angleterre, 4,6 MW_{comb} / 2,9 MW_{CH₄} (prévu 2018)¹⁰²
- Plateforme Gaya, France, 0,6 MW_{comb} / 0,4 MW_{CH₄} (prévu 2017)^{103 104}

¹⁰⁰ CBC, « RENEWABLE ENERGY RESOURCE, TECHNOLOGY, AND ECONOMIC ASSESSMENTS Appendix G - Task 7: Integrated Assessments of Renewable Technology Options », janvier 2017.

¹⁰¹ <https://www.ambigo.nl/en/>

¹⁰² <http://gogreengas.com/>

¹⁰³ Cette plateforme de recherche doit produire un gaz qualité « injection », mais l'injection ne sera pas réalisée.

¹⁰⁴ <http://www.projetgaya.com/>

La vision actuelle d'une majorité d'acteurs tend à revoir à la baisse la taille des projets pour les unités commerciales. Plusieurs gros projets de plusieurs centaines de MW ont par le passé été étudiés mais semblent aujourd'hui abandonnés comme par exemple Gobigas2/EON (200MW_{CH4}). Les projets s'orientent vers des tailles plus réduites, mieux adaptées à des ressources locales et plus facilement finançables : on retient une fourchette de taille allant de 3 à 20 MW_{CH4}^{105, 106}.

Le Tableau 21 présente les caractéristiques en termes de taille et de coûts d'investissement que l'on retient pour l'étude. Les coûts actuels se basent sur une série de chiffrage de projets (voir annexe 17.12). Les projections en 2050 prennent en compte une réduction de 30 %¹⁰⁷ des coûts d'investissement.

Tableau 21 – Taille et coût d'investissement des unités de pyrogazéification

Quantité combustible	Puissance Combustible	Puissance gaz		Investissement		
				2015	2030	2050
t/a	MW _{PCI}	MW _{PCI}	MW _{PCS}	€/kWCH4 _{PCS}	€/kWCH4 _{PCS}	€/kWCH4 _{PCS}
10 000	4,8	3,0	3,3	4 000	3 400	2 800
33 600	16,1	10,0	11,1	3 500	3 000	2 500
67 200	32,3	20,0	22,2	3 000	2 600	2 100

Source : Solagro

Les données sur les coûts des unités de gazéification produisant du méthane sont très peu publiées, et il est de plus difficile parfois de savoir si les coûts d'approvisionnement matière sont inclus ou non. En se basant sur les études^{108, 109, 110} on retient un coût de fonctionnement équivalent à 9 % de l'investissement, par an.

Le rendement PCI des projets recensés dans la littérature est de 63 % en moyenne (voir annexe 17.12).

Par ailleurs, une partie des pertes peut être récupérée pour être valorisée sous forme de chaleur, on retient comme rendement chaleur une valeur moyenne de 15 %¹¹¹.

Dans la modélisation, il sera retenu une unité type moyenne représentative du parc. Ses caractéristiques sont résumées dans le Tableau 22.

¹⁰⁵ Jorgen Held, « Small scale biomethane production through gasification and methanation of woody biomass (BioSNG) » (EBA conference, Gand, 28 septembre 2016).

¹⁰⁶ Sylvain Lemelletier, Entretien avec Sylvain Lemelletier - GRTgaz, 7 février 2017.

¹⁰⁷ c'est l'objectif du projet en cours BioProGreSs, Jorgen Held, « Small scale biomethane production through gasification and methanation of woody biomass (BioSNG) » (Nordic biogas conference, Stockholm, 7 septembre 2016).

¹⁰⁸ gogreengas, « FIRST PROJECT PROGRESS REPORT », juin 2016.

¹⁰⁹ ECN et Hyet, « Co-production of green, high quality hydrogen and bio SNG using electrochemical hydrogen compression », 2016.

¹¹⁰ CRIGEN, « Gasification technologies and their contribution to Biomethane development », 8 février 2017.

¹¹¹ DGC, « Bio-SNG and RE-gases Detailed analysis of bio-SNG technologies and other RE-gases » (Danish Gas Technology Centre, août 2013).

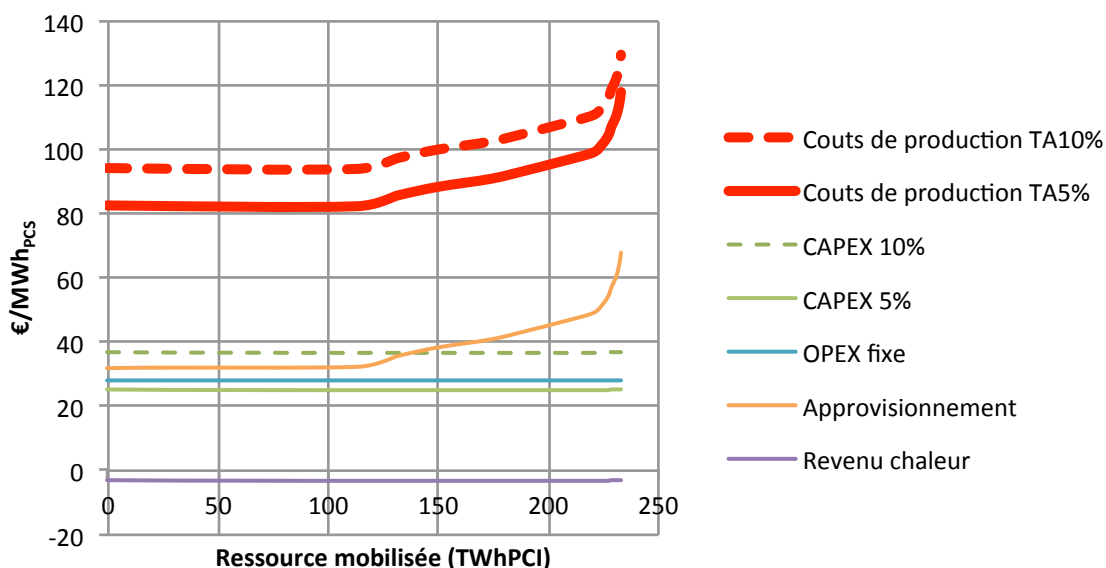
Tableau 22 – Unité type de pyrogazéification

Caractéristique	Unité	2015	2030	2050
Quantité de combustible	t/a	33 600	33 600	33 600
Puissance combustible	MW _{PCI}	16,1	16,1	16,1
Puissance gaz	MW _{PCI}	10,0	10,0	10,0
	MW _{PCS}	11,1	11,1	11,1
Investissements spécifiques	€/kW _{CH4PCS}	3 500	3 000	2500
Coûts de fonctionnement	%invest/a	9%	9%	9%
Rendement CH4 PCI	%	63%	63%	63%
Rendement chaleur	%	15%	15%	15%
Durée de vie	a	20	20	20
Heure de fonctionnement	h	7500	7700	8000

Pour la filière bois énergie, les coûts de production en fonction de la ressource mobilisée sont décrits sur la Figure 34. Ils varient de 82 à 115 €/MWhPCS, reflétant la hausse des coûts d’approvisionnement lorsque l’on augmente la mobilisation de la ressource (voir 5.1.4.5). Ces coûts d’approvisionnement représente de 40 à 60% du coût total.

Le passage à un taux d’actualisation de 5 à 10% augmente les coûts de production de 10 à 15%.

Figure 34 – LCOE de la pyrogazéification bois



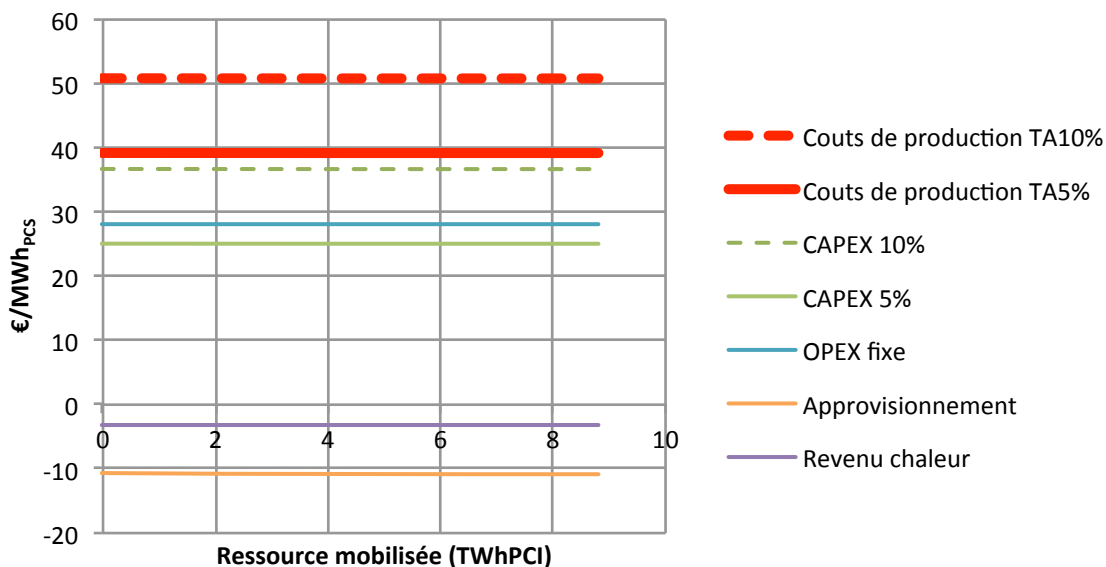
Remarque 1 : Hypothèses valorisation de chaleur :

- Prix de valorisation 50€/MWh (correspond au prix du bois dans un contexte de mobilisation de la ressource maximale, voir 6.1.4.5)
- Part du potentiel de chaleur récupérable réellement valorisée : 30%

Remarque 2 : l'abscisse représente le ressource mobilisée globale et pas seulement celle mobilisée pour la filière « injection ». En effet le prix de la ressource dépend du niveau global de mobilisation et non du seul niveau de mobilisation pour la voie « injection ».

Pour la filière CSR, les coûts sont nettement plus faibles aux alentours de 40 €/MWh_{PCS} étant donné que les unités de production touchent une redevance pour traiter les CSR : les coûts d'approvisionnement sont donc négatifs.

Figure 35 – LCOE de la pyrogazéification CSR



Remarque 1 : Hypothèses valorisation de chaleur :

- Prix de valorisation 50€/MWh (correspond au prix du bois dans un contexte de mobilisation de la ressource maximale, voir 6.1.4.5)
- Part du potentiel de chaleur récupérable réellement valorisée : 30%

Remarque 2 : l'abscisse représente la ressource mobilisée globale et pas seulement celle mobilisée pour la filière « injection ». En effet le prix de la ressource dépend du niveau global de mobilisation et non du seul niveau de mobilisation pour la voie « injection ».

7.4 Power-to-gas

7.4.1 Power-to-H₂ (PtH₂)

Les caractéristiques technico-économiques retenues pour les unités de PtH₂ sont les valeurs issues de l'étude ¹¹². Elles reflètent différentes technologies (Alcaline et PEM), différentes tailles (2 MWe et 10 MWe) et prennent en compte une estimation des coûts

¹¹² ADEME et al., « Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire ».

d'intégration¹¹³. Pour le PtH₂ seules les technologies d'électrolyseur alcaline et PEM ont été retenues¹¹⁴, avec une répartition 50/50. Les caractéristiques moyennes du parc sont résumées dans le Tableau 23. Le détail de l'estimation est en annexe 17.11.

Tableau 23 – Caractéristiques technico-économique du PtH₂

		2014	2030	2050
Investissement spécifique	€/kWe	1300	1000	700
Investissement spécifique	€/kWh ₂	1600	1300	900
Coûts de fonctionnement fixes	%invest/a	3%	3%	3%
Rendement e->H ₂ PCS	%	77%	79%	82%
Rendement e->chaleur	%	19%	17%	15%
Durée de vie	a	15	20	20

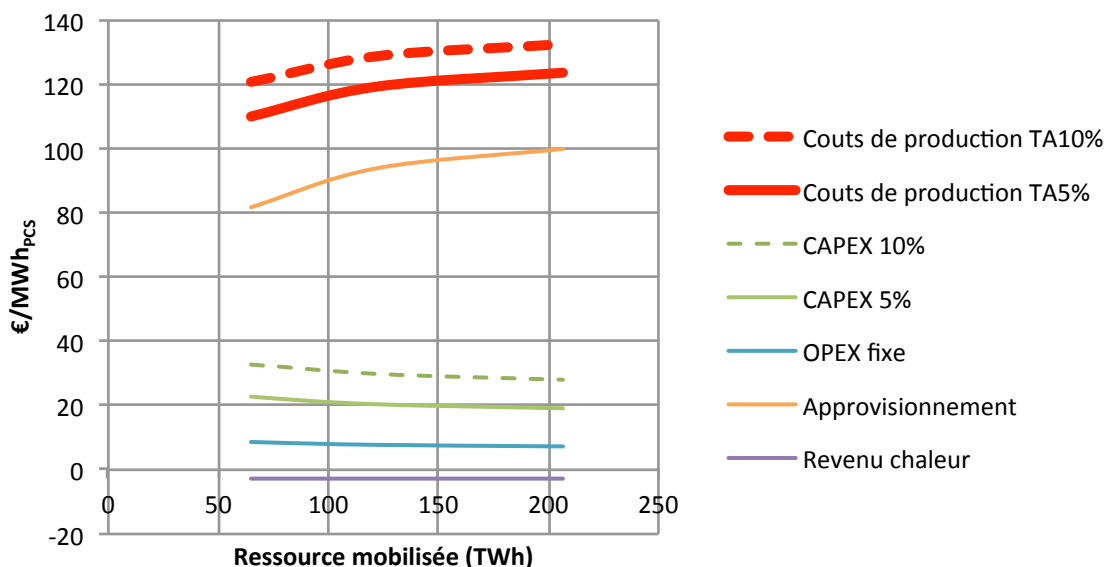
La Figure 36 présente les coûts de production, en prenant en compte les coûts d'approvisionnement (voir 5.1.6.1) et les coûts de transformation. Ils s'élèvent entre 110 et 125 €/MWhPCS en fonction du volume de PtH₂ déployé, l'approvisionnement en électricité représente entre 75 et 80% des coûts. La valorisation de chaleur co-produite a un faible impact, mais permet de réduire de 3€/MWhPCS les coûts.

La prise en compte d'un taux d'actualisation de 10% augmente de 7 à 10% les coûts de production (par rapport à taux d'actualisation de 5%).

¹¹³ les couts de raccordement (poste injection, tuyau, et poste de compression) ont été exclus car ils sont pris en compte dans la partie « réseau », selon le type de réseau raccordé, le niveau de pression et la distance de raccordement.

¹¹⁴ L'électrolyse haute température SOEC, plus performante mais nécessitant une source de chaleur haute température n'est pris en compte que pour la filière Pt_{CH₄}, car elle bénéficie de la source de chaleur issue de la méthanation.

Figure 36 – LCOE moyen du PtH₂



Remarque 1 : Hypothèses valorisation de chaleur :

- Prix de valorisation 50€/MWh (correspond au prix du bois dans un contexte de mobilisation de la ressource maximale, voir 6.1.4.5)
- Part du potentiel de chaleur récupérable réellement valorisée : 30%

Pour des raisons de simplification, la filière power-to-H₂ n'est pas prise en compte dans la modélisation principale, mais est évaluée par une analyse de sensibilité (voir 12.2.2).

7.4.2 Power-to-CH₄ (PtCH₄)

Les caractéristiques technico-économiques retenues pour les unités de PtCH₄ sont les valeurs issues de l'étude¹¹⁵. Elles reflètent différentes technologies alcaline/PEM/SOEC pour l'électrolyse et catalytique/biologique pour la méthanation. Des coûts d'intégration¹¹⁶ sont également estimés. Le détail de l'estimation est en annexe 17.11. La composition technologique retenue du parc est résumée dans le Tableau 25.

¹¹⁵ ADEME et al., « Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire ».

¹¹⁶ les coûts de raccordement (poste injection, tuyau, et poste de compression) ont été exclus de cette étude car ils seront pris en compte dans la partie « réseau », selon le type de réseau raccordé, le niveau de pression et la distance de raccordement.

Tableau 24 – Mix retenu du parc de PtCH₄

		2014	2030	2050
Mix retenu	%	100%	100%	100%
Alcalin-Catalytique	%	25%	20%	20%
Alcalin-Biologique	%	25%	20%	20%
PEM-Catalytique	%	25%	20%	20%
PEM-Biologique	%	25%	20%	20%
SOEC-Catalytique	%	0%	20%	20%

Remarque 1: l'électrolyse haute température SOEC nécessite une source de chaleur haute température, elle est donc associée uniquement à la méthanation catalytique. Etant donné le développement actuellement limité des technologies, le choix est fait de distribuer les technologies de manière équilibrée, sans avantager l'une ou l'autre des solutions.

Remarque 2 : Le mix 2014 n'est pas réel, il permet juste un calcul des performances moyennes des 4 assemblages de technologie les plus matures aujourd'hui, en restant dans des proportions similaires au parc projeté. L'électrolyse SOEC est écartée car trop loin de la maturité.

Tableau 25 – Caractéristiques technico-économique moyennes du PtCH₄

		2014	2030	2050
Investissement spécifique	€/kWe	2200	1300	1000
Investissement spécifique	€/kWCH ₄	4100	2080	1510
Coûts de fonctionnement fixes	%invest/a	5%	4%	5%
Rendement e->CH ₄ PCS	%	55%	65%	66%
Rendement e->chaleur	%	36%	25%	23%
Durée de vie	a	15	20	20

7.4.2.1 Coûts de production – variante PtG haut

En prenant en compte les coûts d'approvisionnement (voir 6.1.6.1) et les coûts de transformation, les coûts de production en LCOE sont reconstitués et présentés sur la Figure 37. (hors coûts de CO₂).

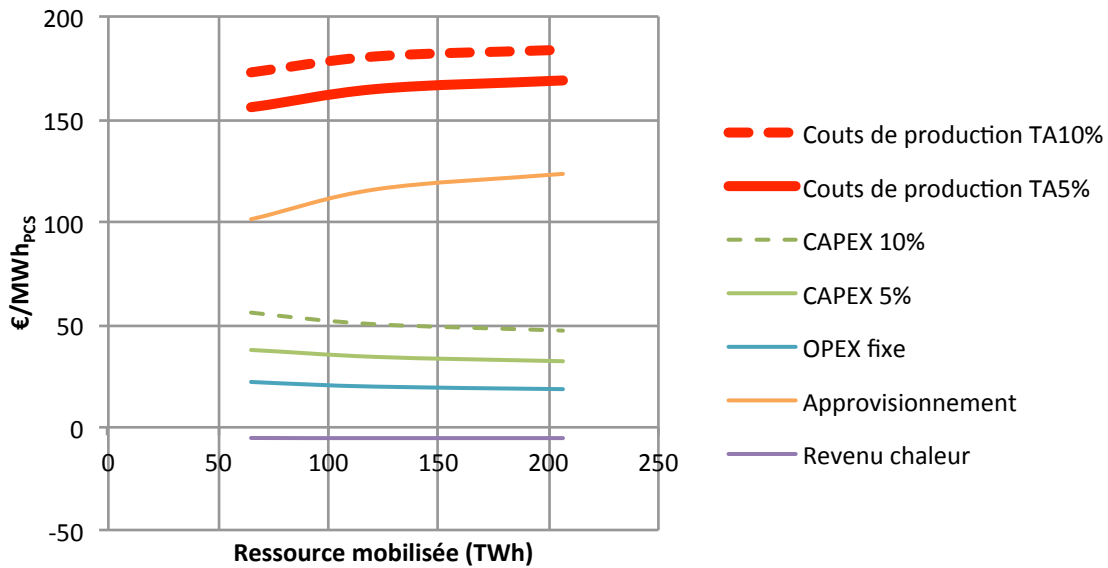
Ils varient de 155 à 170 €/MWh_{PCS} en fonction des capacités de power-to-gas déployées.

Les coûts d'approvisionnement en électricité représentent la principale composante des coûts d'approvisionnement (environ 70%), ils sont croissants avec la mobilisation de la ressource. L'amortissement du CAPEX et les OPEX fixe est relativement stable, ils évoluent en fait avec le nombre d'heure de fonctionnement moyen de l'installation : plus les installations fonctionnent longtemps, plus la part fixe des coûts est amortie. La valorisation de la chaleur permet de réduire de 5 €/MWh_{PCS} les coûts de production.

La prise en compte d'un taux d'actualisation de 10% augmente d'environ 10% les coûts de production (par rapport à taux d'actualisation de 5%)



Figure 37 – LCOE moyen du PtCH4 – référence – sans coût CO2



Remarque 1 : Hypothèses valorisation de chaleur :

- Prix de valorisation 50€/MWh (correspond au prix du bois dans un contexte de mobilisation de la ressource maximale, voir 6.1.4.5)
- Part du potentiel de chaleur récupérable réellement valorisée : 30%

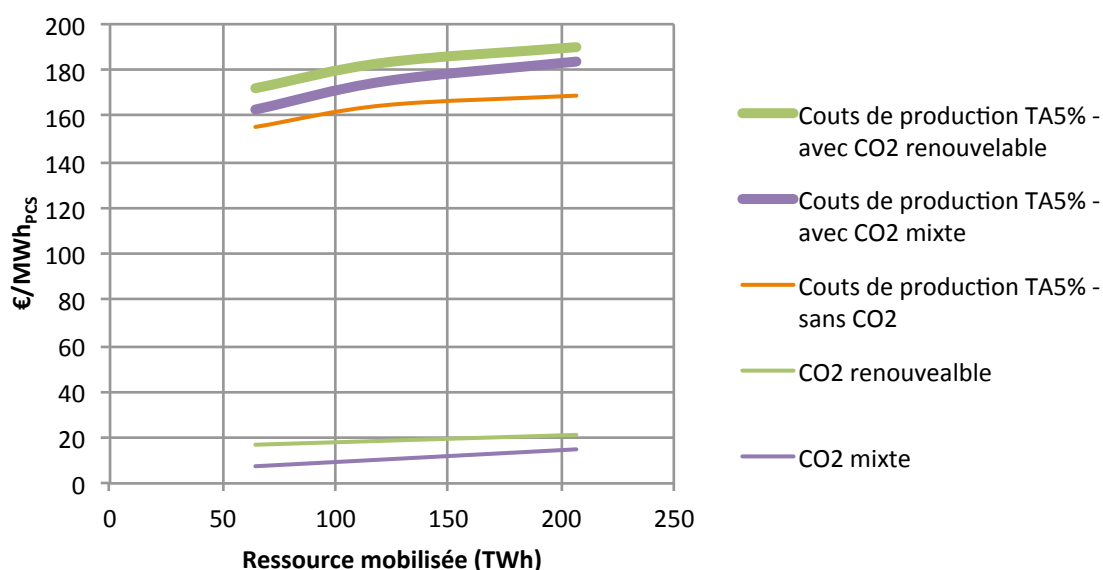
La prise en compte de l'approvisionnement en CO₂ ajoute un surcoût. Comme explicité dans la partie 6.1.6.2.2, ces coûts dépendent de la source de différents paramètres :

- Du mixte d'approvisionnement (CO₂ renouvelable ou fossile)
- Du volume
- Du déploiement des filières méthanisation et gazéification en injection (ces filières produisent du CO₂ fatal relativement pur)

La CO₂ ajoute un surcoût moyen de l'ordre de 5 à 20 €/MWh_{PCS}, soit environ 5 à 10%). Les plus fortes valeurs sont obtenues si l'on cherche à s'approvisionner uniquement en CO₂ renouvelable.



Figure 38 – LCOE moyen du PtCH₄ – référence – avec coût CO₂



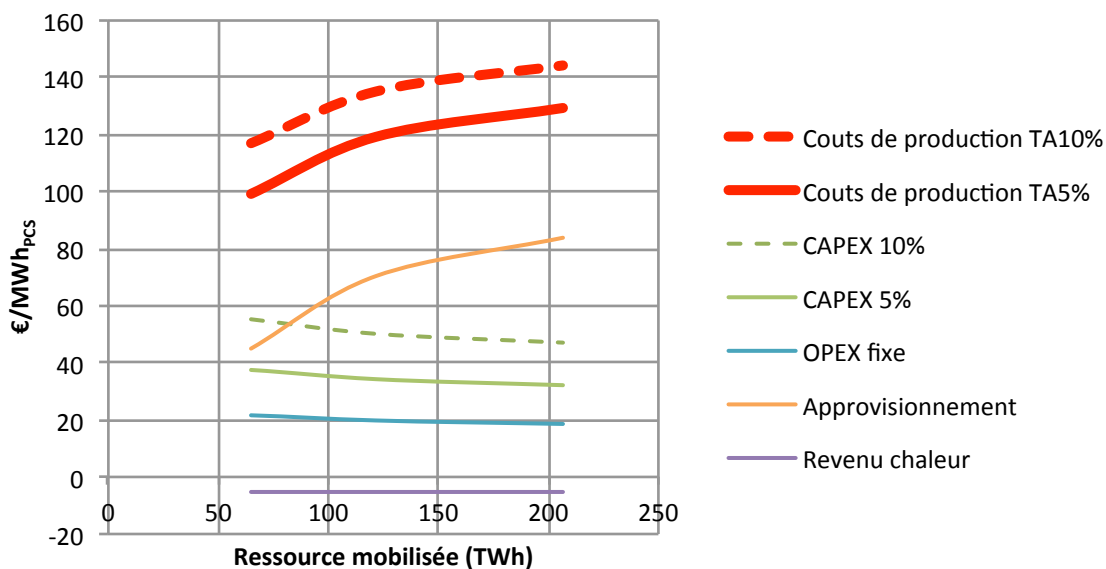
Remarque : l'évaluation du coût d'approvisionnement du CO₂ sur cette figure est faite dans le contexte du scénario "100% EnR&R" (6.1.6.2.2). Les coûts peuvent être différents, à la hausse ou à la baisse pour les autres scénarios. Les calculs spécifiques sont réalisés pour les chiffreages des différents scénarios.

7.4.2.2 Coûts de production – variante PtG basse

En se basant sur des coûts d'approvisionnement en électricité réduits (variante « PtG bas » (voir 6.1.6.1), les coûts baissent significativement. Hors coûts d'approvisionnement en CO₂, ils se situent dans une fourchette de 100 à 130 €/MWh (Figure 39), soit une baisse de 25 à 35%.

En considérant un sourcing CO₂ mixte, les coûts de production atteignent de 107 à 144 €/MWh selon le volume mobilisé, soit 22 à 35% de moins que pour les coûts d'approvisionnement de référence.

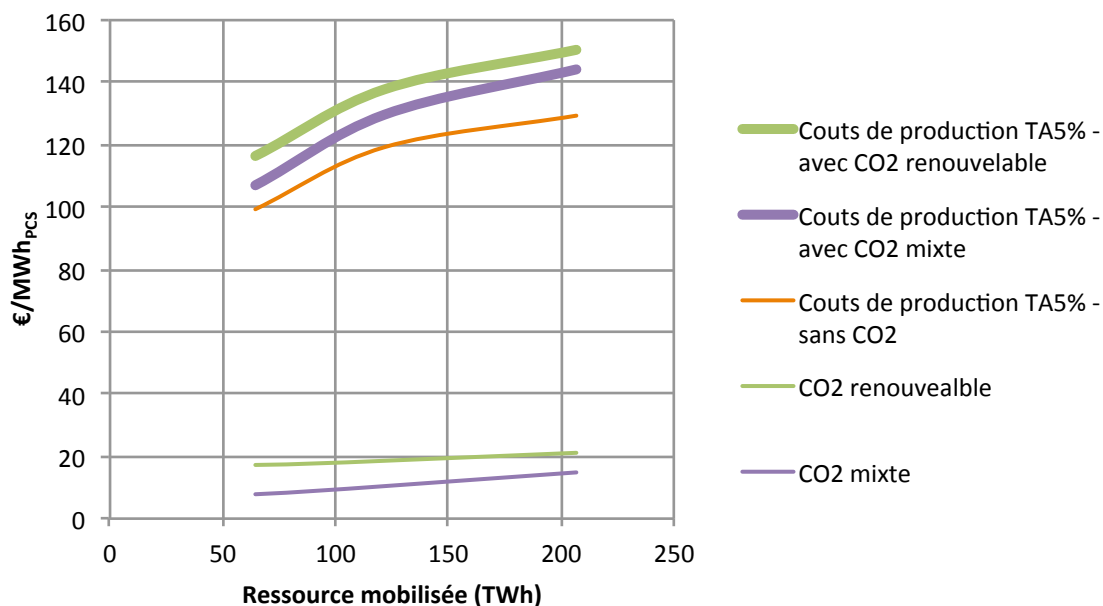
Figure 39 – LCOE moyen du PtCH4 – variante optimiste - sans coût CO2



Remarque 1 : Hypothèses valorisation de chaleur :

- Prix de valorisation 50€/MWh (correspond au prix du bois dans un contexte de mobilisation de la ressource maximale, voir 6.1.4.5)
- Part du potentiel de chaleur récupérable réellement valorisée : 30%

Figure 40 – LCOE du PtCH4 – référence – avec coût CO2



Remarque : l'évaluation du coût d'approvisionnement du CO2 sur cette figure est faite dans le contexte du scénario "100% EnR&R" (6.1.6.2.2). Les coûts peuvent être différents, à la hausse ou à la baisse pour les autres scénarios. Les calculs spécifiques sont réalisés pour les chiffres des différents scénarios.

7.5 H₂ fatal

On retient la moyenne pondérée par les productions, des coûts et des performances estimés pour les sites de productions dans l'étude ¹¹⁷

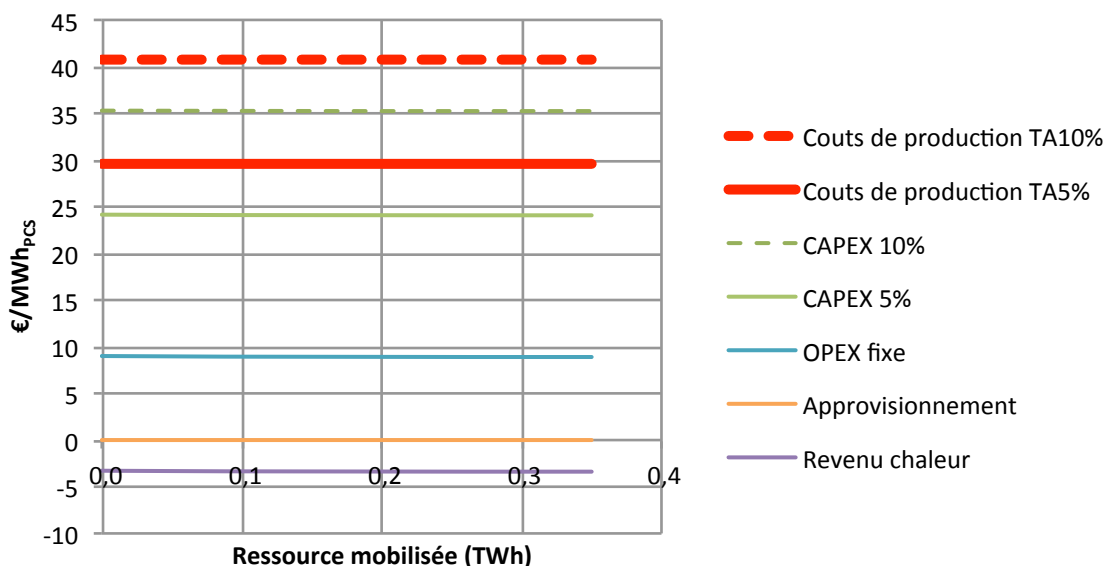
Tableau 26 – Unité type de valorisation d'H₂ fatal par méthanation

Caractéristiques	Unité	2015	2030	2050
Production CH ₄ annuel	GWh _{PCS}	40,6	40,6	40,6
Nb heure fonctionnement	h	8000	8000	8000
Durée de vie	a	15	15	15
Puissance CH ₄	MW _{PCS}	5,1	5,1	5,1
Investissement spécifique	€/kW _{CH₄ PCS}	8000	4000	2400
Coûts de fonctionnement fixes	%invest/a	3%	3%	3%
Consommation électricité	kW _e /kW _{CH₄ PCS}	0,14	0,14	0,14
Consommation chaleur	kW _{chal} /kW _{CH₄ PCS}	0,46	0,46	0,46
Production chaleur	kW _{chal} /kW _{CH₄ PCS}	0,50	0,50	0,50

Source : Solagro, d'après ¹¹⁸

Le coût global de production est faible aux alentours de 30 €/MWh. Néanmoins, il faut rajouter un coût d'approvisionnement en CO₂ compris entre 5 et 20 €/MWh_{PCS} (voir le cas du PtCH₄, au paragraphe 7.4.2).

Figure 41 – LCOE moyen de la méthanation d'H₂ fatal – sans coût du CO₂



¹¹⁷ GRDF, ADEME, et SOLAGRO, « Evaluation du potentiel de méthanation à partir de gaz industriels fatals (hydrogène et dioxyde de carbone) ».

¹¹⁸ GRDF, ADEME, et SOLAGRO.

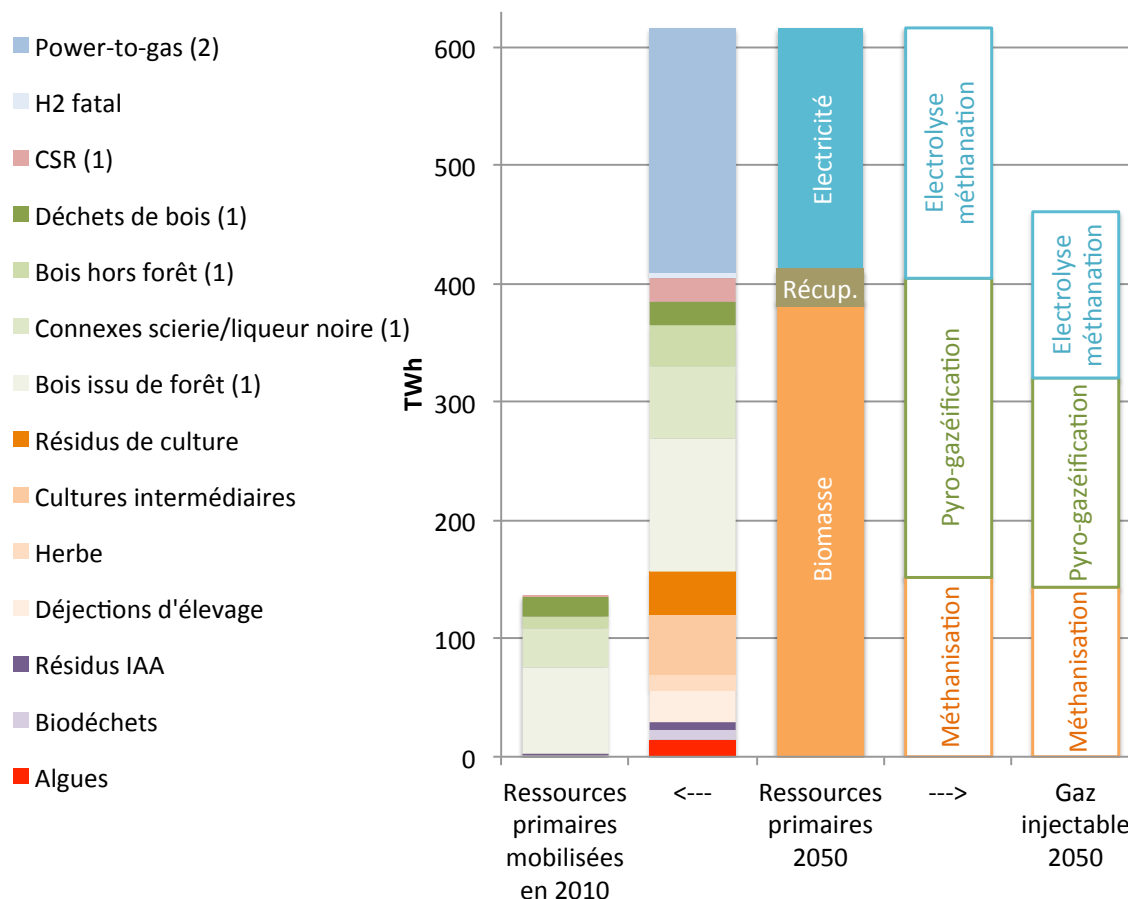
Remarque 1 : Hypothèses valorisation de chaleur :

- Prix de valorisation 50€/MWh (correspond au prix du bois dans un contexte de mobilisation de la ressource maximale, voir 6.1.4.5)
- Part du potentiel de chaleur récupérable réellement valorisée : 30%

8 Bilan du potentiel de production et de ses coûts

L'ensemble du potentiel de ressource est synthétisé sur la Figure 42. Le détail par département est en annexe 17.14 .

Figure 42 - Ressources potentielles



Note : Energie en PCS, sauf (1) en PCI et (2) électricité

Au final, le potentiel total de ressources primaires, c'est à dire avant conversion en gaz injectable, s'élève à 620 TWh, il s'agit d'un potentiel de toutes les ressources pouvant produire du gaz, mais avant toute affectation selon des usages énergétiques concurrents (par exemple le bois énergie peut être utilisé en chaudière). Les ressources issues de la biomasse représentent près de 400 TWh, dont 230 TWh_{PCI} provenant du bois et de ses dérivés, 130 TWh_{PCS} issus de l'agriculture, 15 TWh_{PCS} des biodéchets et des IAA et 14 TWh_{PCS} des algues . L'électricité pourrait contribuer à hauteur de 210 TWh. Les énergies de récupérations représentent un peu moins de 25 TWh.

En prenant en compte les rendements de conversion, le potentiel de ressource primaire identifié pourrait produire jusqu'à 460 TWh_{PCS} de gaz injectable :

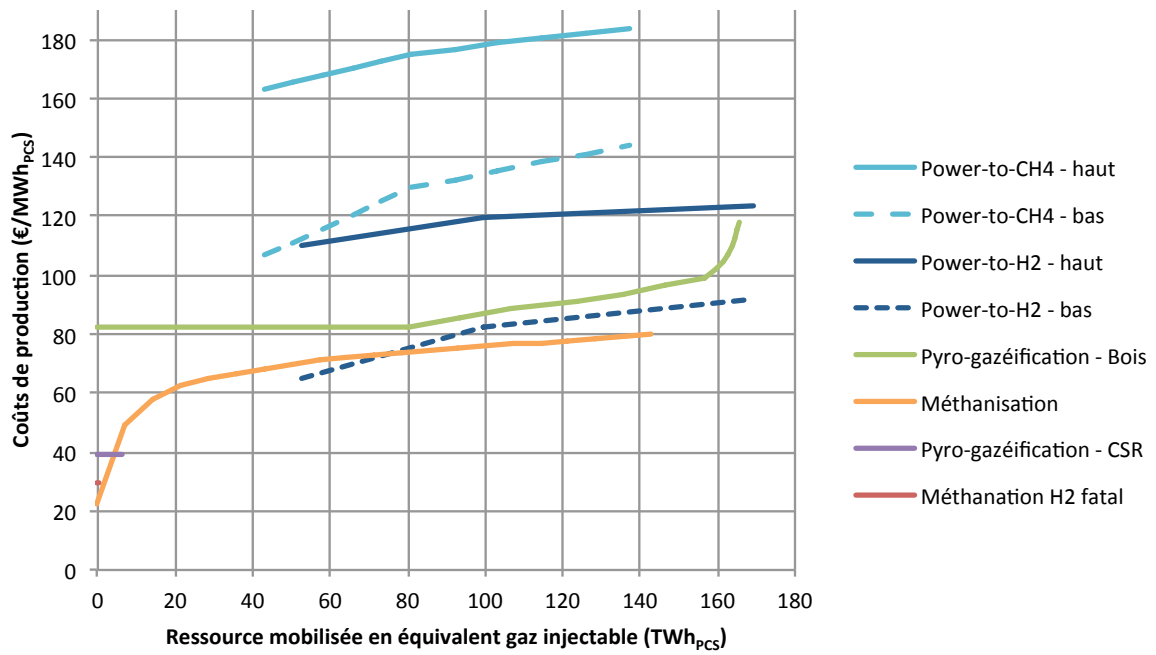
- 30% pourraient être fournis avec la filière mature de méthanisation, qui permet de convertir les intrants d'origine agricole, les biodéchets et les résidus d'algue avec un rendement de 94%, pour produire jusqu'à 140 TWh_{PCS} de méthane.
- 40% pourraient être fournis par la filière gazéification sur le bois et ses dérivés, les CSR et une faible fraction de résidus agricole (5TWh_{PCI}) pour produire jusqu'à 180 TWh_{PCS} de gaz (70% de rendement).
- 30% pourraient être fournis par le power-to-gas, dans un contexte de mix électrique 100% renouvelable visant à maximiser la production de gaz de synthèse, soit 140 TWh_{PCS} (66% de rendement).

Les coûts de production sont évalués pour chacune des filières (Figure 43), en prenant en compte les coûts d'approvisionnement des ressources plus les coûts de transformation. On obtient ainsi, par coûts croissants :

1. Energies de récupération à 30-40 €/MWh_{PCS}
2. Méthanisation, avec des coûts inférieurs à 80 €/MWh_{PCS}
3. Pyrogazéification avec des couts compris entre 80 et 120 /MWh_{PCS}
4. Power-to-gas avec des coûts compris entre 65 et 184 €/MWh_{PCS}, selon les filières. La filière power-to-CH₄ est dans une fourchette de 105 – 184 €/MWh_{PCS}, il est important de noter que ce coût prend également en compte un coût d'approvisionnement en CO₂ moyen équivalent à 10€/MWh_{PCS}. Le power-to-H₂¹¹⁹ permet une baisse de coûts importants 65 -125 €/MWh_{PCS}

¹¹⁹ Pour des raisons de simplification, la filière power-to-H₂ n'est pas prise en compte dans la modélisation principale, mais est évaluée par une analyse de sensibilisée (voir 12.2.2).

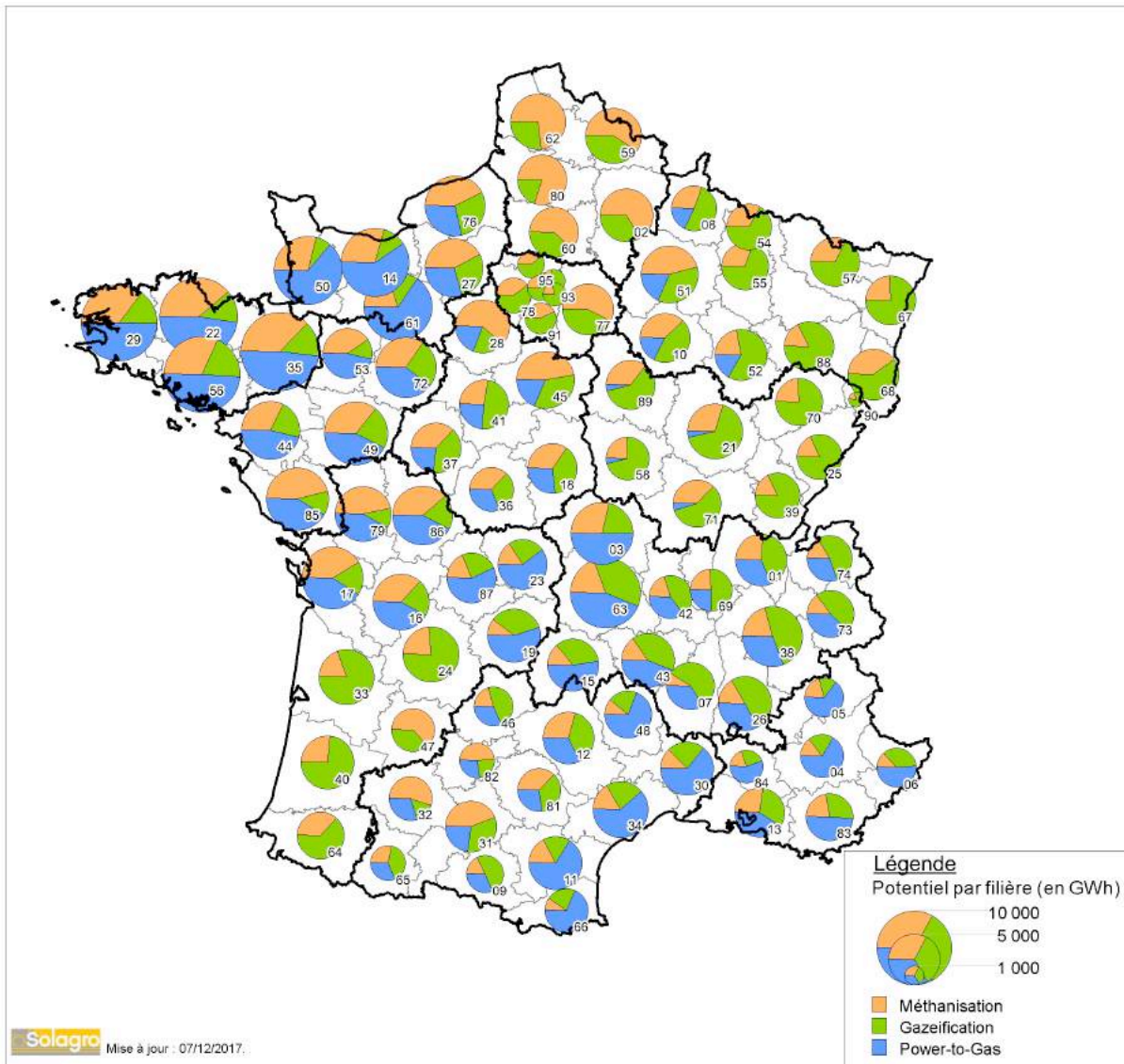
Figure 43 - Coûts de production des différentes filières en 2050, en fonction de la ressource mobilisée



Note 1: pour les filières de méthanisation et de pyrogazéification-bois, les coûts de production dépendent du niveau de mobilisation globale des ressources en biomasses, qui inclut les ressources mobilisées pour d'autres usages que la production de gaz injectable (combustion).



Figure 44 – Répartition du potentiel de gaz injectable par département et principale filière en 2050



9 Demande de gaz 2050

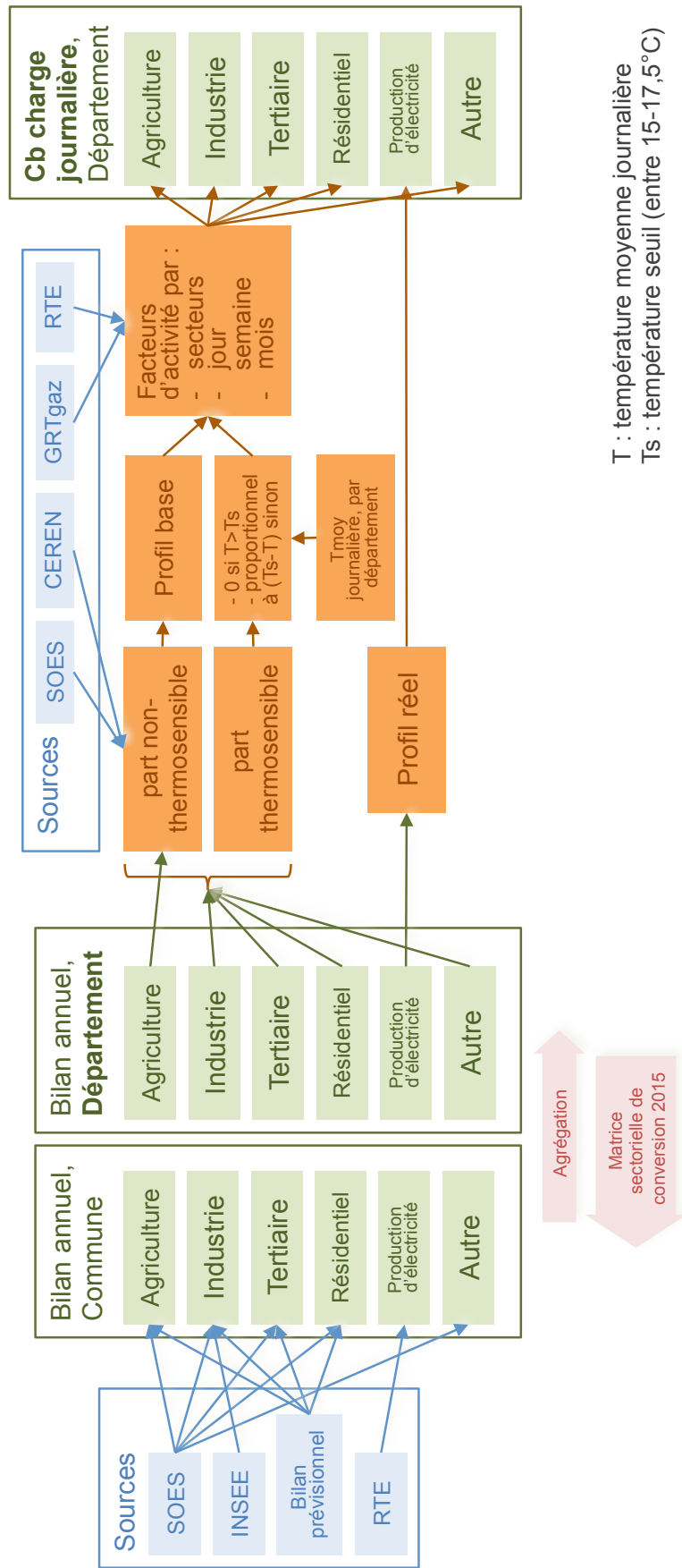
L'objectif de cette partie de l'étude est d'estimer la demande de gaz en 2050. La demande doit être caractérisée sur plusieurs dimensions afin de pouvoir déterminer le plus précisément les besoins en termes de réseau et de stockage. Ainsi, la demande de gaz est décrite à la maille départementale, voire communale et au pas de temps journalier.

9.1 Point zéro – 2015

La modélisation de la demande a d'abord été réalisée sur 2015 afin de caler l'outil. La Figure 45 présente le principe de cette partie de la modélisation.



Figure 45 – Principe de modélisation de la demande, reconstitution de l'année 2015



Source : Solagro



Afin d'obtenir la maille géographique la plus fine possible, la base de données des consommations de gaz à l'échelle IRIS du SOES est utilisée comme source de données principale. Elle décrit la consommation annuelle de gaz à la maille IRIS, et par secteur :

- Agricole
- Industrie
- Tertiaire
- Résidentiel
- Non attribué

L'année de référence retenue est 2015. Certains traitements ont été nécessaires, en particulier pour se recalibrer sur les données des statistiques nationales :

- Agrégation à la maille communale (compatible avec maille IRIS)
- Suppression des communes raccordées à des réseaux de gaz non interconnectés (exemple réseau propane). La liste des communes raccordées au réseau interconnecté est établie à partir de la Table des PITD par commune¹²⁰.
- Rééquilibrage entre secteurs afin de se caler sur des statistiques nationales ou sectorielles plus précises (voir annexe 17.15).
- Identification et création du secteur production d'électricité

Tableau 27 – Données de consommation annuelle réelle de gaz, 2015

TWh	2015
Agriculture	2,9
Industrie	152,5
Tertiaire	85,3
Résidentiel	150,8
Transport	0,0
Autres	45,2
Total hors production électricité	436,5
Production électricité	22,6
Total	459,1

Remarque : « Autre » correspond au secteur eau et déchet, aux consommations internes branche, à la cogénération, au secteur des raffineries et aux pertes.

La base de données est ensuite agrégée à la maille départementale et un modèle permet de convertir les données de consommation annuelle en courbe charge journalière¹²¹.

¹²⁰ <https://www.gtg2007.com/libre/donnees/index.php>

¹²¹ Le retour à la maille communale reste possible en appliquant la matrice sectorielle (elle donne pour chaque commune sa part de consommation sectorielle du département ; cette part est considérée identique en 2050)

Pour reconstituer le profil journalier de la demande de gaz, la demande annuelle est répartie en considérant deux principaux déterminants :

- L'activité : représente l'activité du secteur (les activités économiques telles que l'industrie et le tertiaire peuvent être réduites durant le week-end ou les vacances, à l'inverse de l'occupation des logements). L'activité est ainsi modélisée par la multiplication de 2 facteurs prenant en compte différents « rythmes » : activité « jour semaine », et l'activité « mensuelle »
- Les conditions climatiques : ce facteur s'applique uniquement aux usages thermosensibles tels que le chauffage. De manière simplifiée, les conditions climatiques sont prises en compte à partir des températures moyennes journalières (T). La répartition de la consommation annuelle thermosensible suit le principe suivant :

Considérant que T_s est une température seuil comprise entre 15 et 17,5°C définie pour chaque mois

- Si $T > T_s$, pas de consommation journalière
- Si $T \leq T_s$, consommation proportionnelle à $(T_s - T)$

La décomposition des secteurs en usage thermosensible et non-thermosensible a été faite à partir des études sectorielles du CEREN ainsi que du bilan énergétique français¹²². Les secteurs agricoles et de production centralisée d'électricité n'ont pas fait l'objet de décomposition :

- l'agriculture : par manque de donnée, et en considérant le fait que ce secteur est négligeable (moins de 1% des consommations annuelles)
- la production d'électricité : la production d'électricité à partir de gaz dépend de nombreux paramètres qu'il n'est pas possible de modéliser dans cet exercice. Pour 2015, les données réelles de production, par centrale et au pas de temps horaire fournies par RTE ont été utilisées¹²³.

Au final, les principaux paramètres (température seuil et facteurs d'activité) du modèle sont calés afin de reproduire au plus près la courbe de charge journalière nationale¹²⁴. La Figure 46 présente la comparaison entre la courbe modélisée et celle issue des statistiques des GRT.

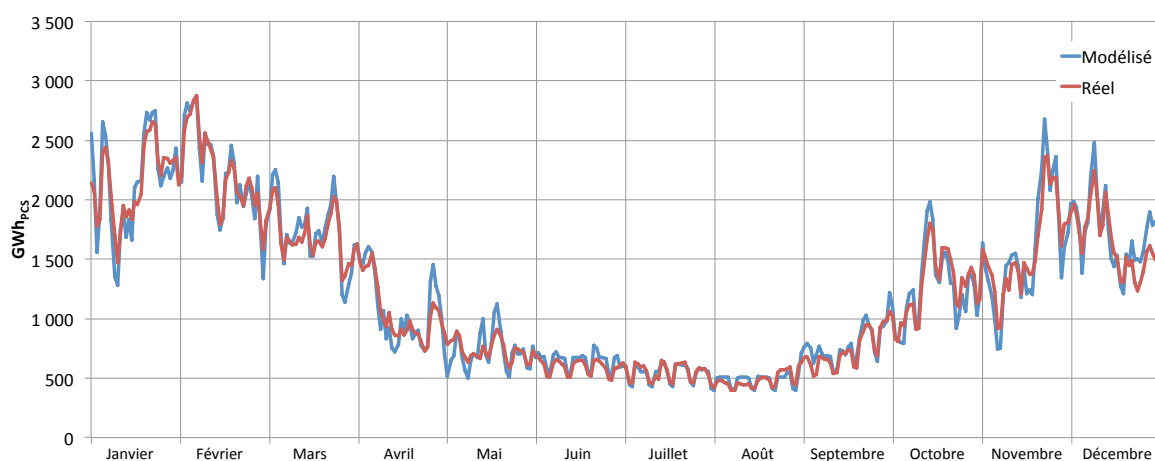
¹²² SOES, « Bilan énergétique de la France pour 2015 », 2015.

¹²³ https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/prod/production_groupe.jsp

¹²⁴ La courbe de charge nationale a été reconstituée à partir des données produites par les deux GRT (GRTgaz et TIGF) disponibles sur les sites : <http://smart.grtgaz.com/fr/consommation> et <https://tetra.tigf.fr/SBT/public/FluxPhysiques.do?action=liste>



Figure 46 – Comparaison des courbes de charge journalière de consommation de gaz en France en 2015 : modélisation / réel

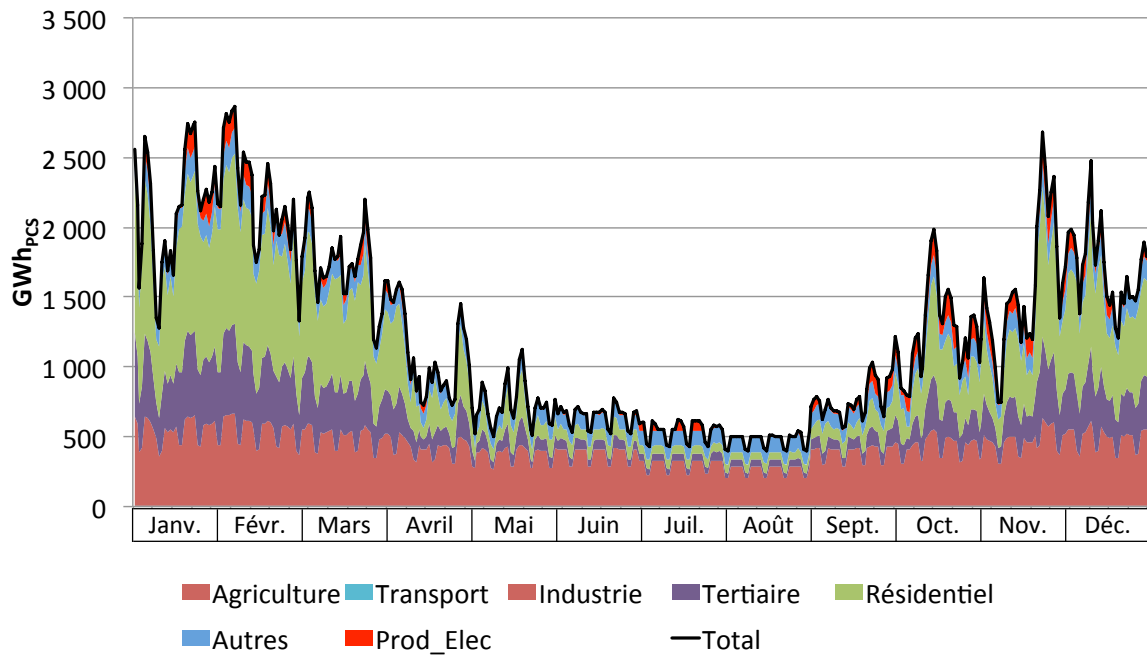


Source : GRTgaz, TIGF, Solagro

L'outil permet également de décomposer la courbe de charge par composante sectorielle (Figure 47 et Figure 48). Les secteurs résidentiels et tertiaires sont fortement saisonnalisés et dépendants des aléas de températures. Le secteur industriel est plus constant, moins thermosensible et avec un cycle hebdomadaire particulièrement marqué (baisse de consommation le week-end). La production d'électricité possède à la fois un cycle saisonnier, elle se concentre sur la période majoritairement hivernale de fin septembre à avril¹²⁵ et un cycle hebdomadaire, avec une forte baisse voire un arrêt le week-end.

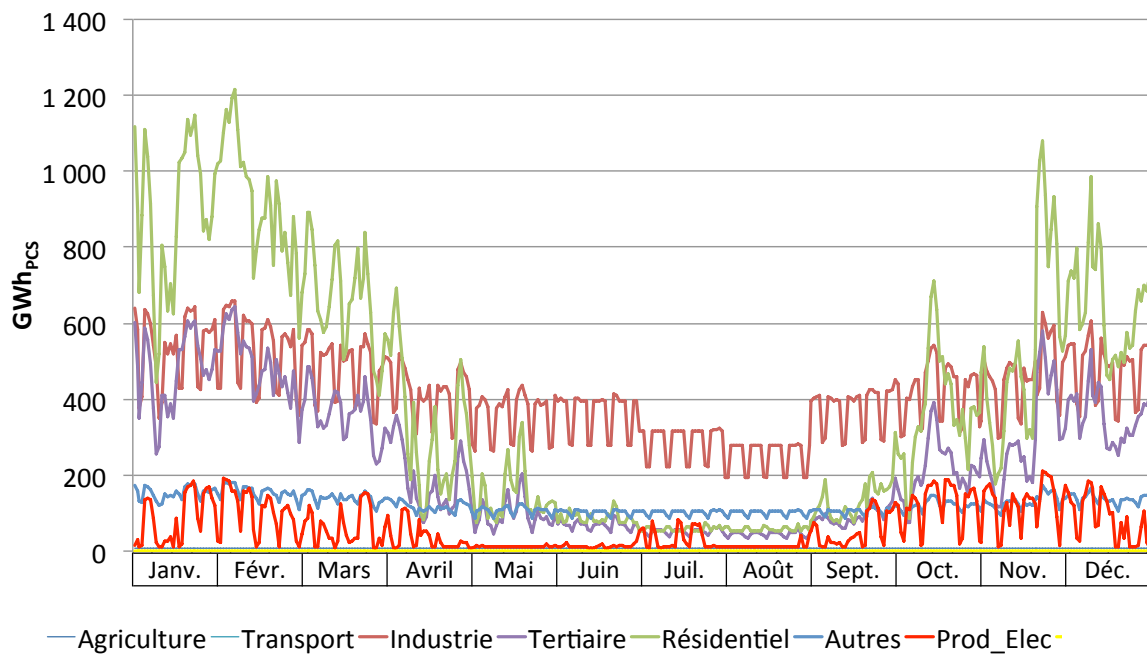
¹²⁵ La demande en électricité est également fortement saisonnalisée en raison du développement important de l'usage du chauffage électrique.

Figure 47 – Décomposition sectorielle de la courbe de charge journalière de consommation de gaz, 2015(réel)



Source : Solagro

Figure 48 – Courbes de charge journalière de consommation de gaz, par secteur, 2015(réel)



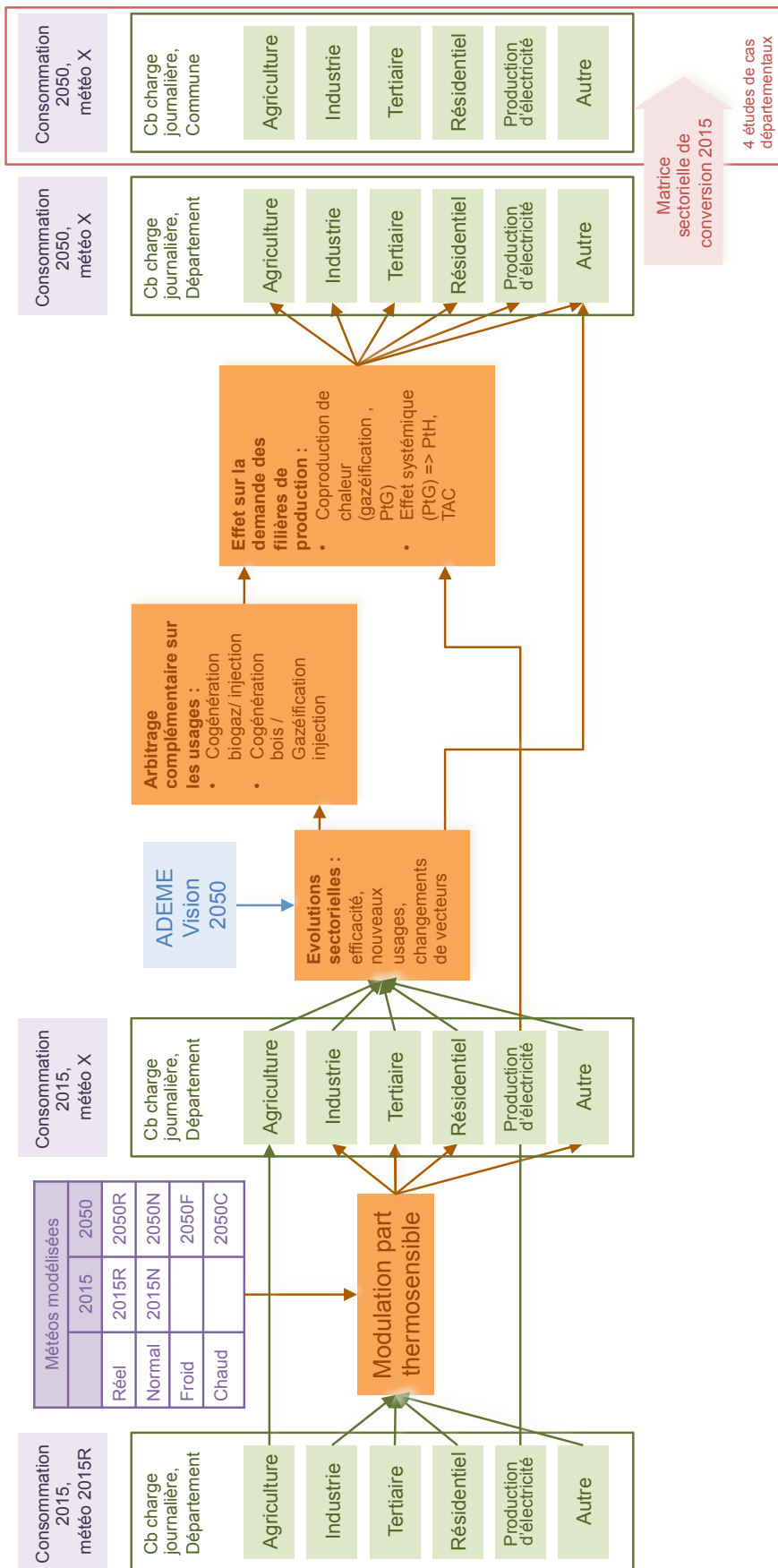
Source : Solagro



9.2 Projection de la demande

L'outil de modélisation permet également d'évaluer la consommation en prenant en compte un autre jeu de conditions climatiques (jeu de température) et des évolutions de la consommation. Le principe de modélisation est décrit sur la Figure 49

Figure 49 – Principe de modélisation de la projection de la demande



Source : Solagro



9.2.1 Modélisation des jeux de données météo

Le premier module permet d'évaluer la demande en fonction de divers jeux de données de température. Cet effet s'applique uniquement sur les usages thermosensibles définis (voir 9.1), à savoir les secteurs résidentiels, tertiaires, industriels et autres.

En réalité, cet effet de météo modifie probablement également la production d'électricité, il n'est pas pris en compte dans l'étude en raison de la complexité de mise en œuvre : son évaluation nécessiterait une modélisation à part entière du système électrique, avec simulation des jeux de données météo, ce qui sort du périmètre de l'étude.

Pour les besoins de l'étude, pour une même année, on considère 4 jeux de températures :

- Température réelle (R) : pour des données actuelles la base de données utilisée est celle des opérateurs gaziers couvrant la France à partir de 35 stations météo de référence (voir annexe 17.16).
- Température Normale (N) : Moyenne journalière des 30 années.
- Température Froide (F) : Année avec le jour le plus froid sur les 50 années.
- Température Chaude (C) : Année avec le moins de DJU16 sur la période mars-octobre inclus¹²⁶ des 50 années. Dans un système gazier alimenté de manière décentralisée des limitations importantes peuvent se présenter pour l'injection du gaz produit dans les boucles locales de distribution durant la période estivale au sens large. Ainsi dans un système 100% gaz ENR, ce type d'année pourrait devenir dimensionnant pour le réseau, il est donc retenu pour la modélisation (voir partie 11.2).

Pour les projections en 2050, afin de prendre en compte le réchauffement climatique, les données issues du modèle Aladin de Météo France¹²⁷ sont utilisées. Le scénario central bas RCP4.5 a été retenu parmi les quatre scénarios classiquement utilisés dans les modélisations climatiques du futur : RCP2.6, RCP4.5, RCP6.0 et RCP8.5¹²⁸. Il correspond à une stabilisation des concentrations de gaz à effet de serre en 2100.

¹²⁶ DJU16 : Degré Jour Unifié avec une température seuil de 16°C, DJU16 pour une journée correspond à 0 si la température moyenne journalière est supérieure à la température de seuil ($T_{\text{moy}} > T_s$), et $(16 - T_{\text{moy}})$ dans les autres cas.

¹²⁷ <http://www.drias-climat.fr/>

¹²⁸ Les scénarios RCP représentent des profils d'évolution de forçage radiatif, et sont utilisés comme paramètre d'entrée des modèles de climat. La valeur du forçage radiatif peut-être associée à des hypothèses d'évolution socio-économique, mais également à des politiques d'adaptation et d'atténuation.

Le forçage radiatif est un changement du bilan radiatif, dû à un changement d'un des facteurs d'évolution du climat comme la concentration des gaz à effet de serre. Quatre scénarios sont nommés d'après la gamme de forçage radiatif ainsi obtenue pour l'année 2100 par rapport à 1750 : le scénario RCP2.6 correspond à un forçage de +2,6 W/m², le scénario RCP4.5 à +4,5 W/m², et de même pour les scénarios RCP6 et RCP8.5.

Ces scénarios ont été choisis par les scientifiques pour être représentatifs de plus de 300 scénarios publiés dans la littérature, et ils proposent un cadre socio-économique prospectif servant d'hypothèses aux modélisations climatiques. Le RCP 8.5, le plus pessimiste, n'est dépassé que par environ 10% des hypothèses envisagées, tandis que le plus favorable, le scénario RCP 2.6, ne dépasse que près de 10% d'entre elles.

Plus d'informations sur : <http://www.drias-climat.fr/accompagnement/sections/175>



Au final 5 jeux de température ont été modélisés¹²⁹ :

Tableau 28 – Jeux de données météo modélisés

Année	Type	Description
2015	R	Température réelle 2015 (permet le calage du modèle sur le profil réel de consommation de gaz journalier)
2015	N	Moyenne des températures sur 30 ans (1986-2015) – historique réel de températures
2050	N	Moyenne des températures sur 30 ans centrée sur 2050 (2035-2064) – Modèle Aladin Météo France, scénario RCP4.5
2050	F	Année avec le jour le plus froid sur les 50 années centrées sur 2050 (2025-2074) années – Modèle Aladin Météo France, scénario RCP4.5
2050	C	Année avec le moins de DJU16 sur la période mars-octobre inclus sur les 50 années centrées sur 2050 (2025-2074) – Modèle Aladin Météo France, scénario RCP4.5

Les différences entre les températures normales sont assez faibles (Figure 50), la température moyenne annuelle nationale¹³⁰ est plus élevée de 0,2°C en 2050 (Tableau 29), mais la température maximum atteint 23,1°C au lieu de 22,2°C en 2015. Les températures minimum restent très proches : 3,4°C en 2050 et contre 3,6°C en 2015.

Tableau 29 – Températures annuelles moyennes, maximales, et minimales des différents jeux de données météo

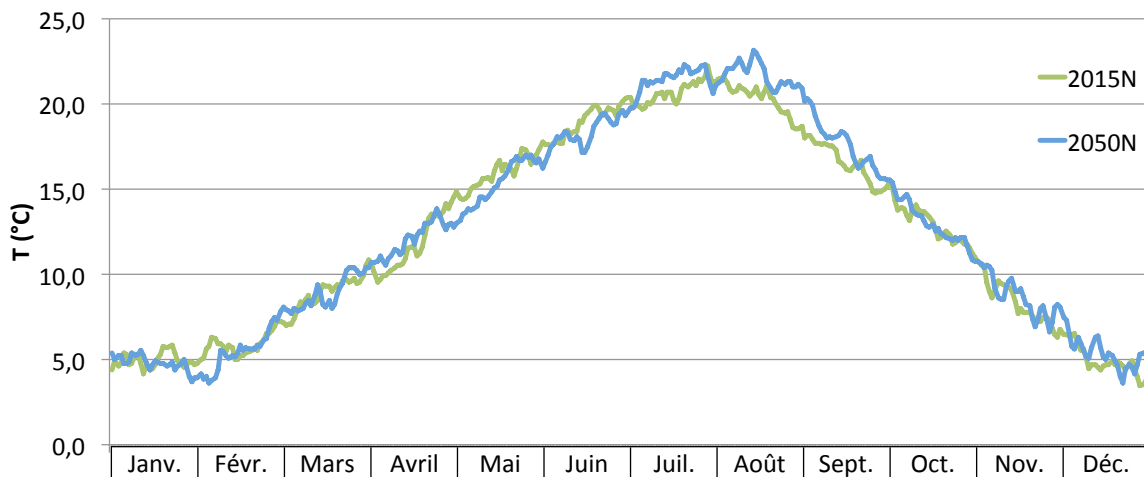
	2015R	2015N	2050N	2050F	2050C
Moy	12,8	12,5	12,7	12,3	14,6
Max	27,5	22,2	23,1	24,9	30,3
Min	0,2	3,4	3,6	-9,4	-3,0

Sources : GRTgaz, GRDF, DRIAS, Météo France, traitement Solagro

¹²⁹ Pour les données 2050, le nombre de station météo de référence a été réduit à 9 en raison des délais de génération des données. Voir annexe 17.16

¹³⁰ La moyenne nationale est calculée en pondérant les températures départementales avec les consommations thermosensibles de chacun des départements, afin de refléter au mieux l'effet sur la consommation de gaz.

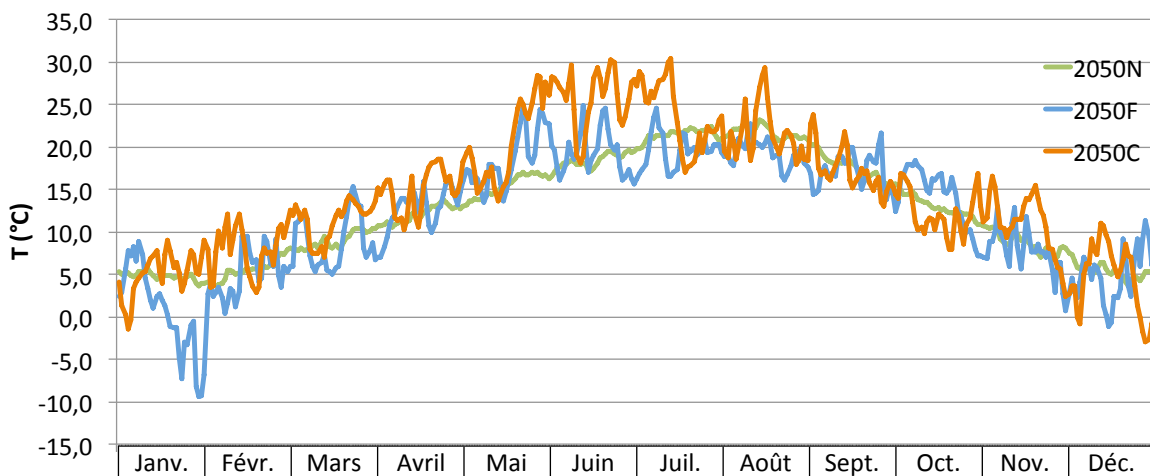
Figure 50 – Comparaison des courbes de température 2015N et 2050N



Sources : GRTgaz, GRDF, DRIAS, Météo France, traitement Solagro

Pour 2050, l'année froide atteint un minimum à $-9,4^{\circ}\text{C}$ contre $+3,6^{\circ}\text{C}$ pour l'année normale. L'année chaude présente une moyenne annuelle supérieure de près de 2°C , et un maximum à $30,3^{\circ}\text{C}$ contre $23,1^{\circ}\text{C}$ pour l'année normale.

Figure 51 – Comparaison des courbes de température 2050N, 2050F et 2050C



Sources : GRTgaz, GRDF, DRIAS, Météo France, traitement Solagro

9.2.2 Modélisation des évolutions des usages

Le dernier module du modèle permet de prendre en compte les évolutions des usages.



Un facteur d'évolution 2015->2050 est attribué à chaque usage modélisé, c'est à dire aux différents secteurs, en différenciant si besoin les usages thermosensibles et non-thermosensibles.

Les hypothèses de projection par secteur et usage¹³¹ s'appuient principalement sur celles du scénario ADEME 2050¹³², les valeurs retenues sont présentées sur le Tableau 30, et les détails de calculs sont en annexe 17.17. Ainsi on voit par exemple que la part thermosensible du secteur résidentiel (R1) en 2050 représente seulement 27% de celle de 2015.

Tableau 30 – Evolutions sectorielles issues du scénario ADEME 2050

			2050/2015
A0	Agriculture	Non-thermosensible	0,70
I0	Industrie	Non-thermosensible	0,65
I1	Industrie	Thermosensible	0,65
T0	Tertiaire	Non-thermosensible	0,19
T1	Tertiaire	Thermosensible	0,14
R0	Résidentiel	Non-thermosensible	0,59
R1	Résidentiel	Thermosensible	0,27
N0	Autre	Non-thermosensible	0,36
N1	Autre	Thermosensible	0,36

Par ailleurs, un nouveau secteur est créé, celui du transport, avec une consommation estimée en 2050 de 106 TWh_{PCS}¹³³ de gaz carburant.

A ce cadre commun de projection s'ajoutent d'autres hypothèses, variables suivant les scénarios étudiés (voir 10.1). Elles sont décrites dans le Tableau 31.

¹³¹ Codification des secteurs et usages :

Secteur	Code	Usage	Code
Agriculture	A	Non thermosensible	0
Industrie	I	Thermosensible	1
Tertiaire	T		
Résidentiel	R		
Transport-Mobilité	M		
Autre	N		

¹³² ADEME, Enerdata, et Energies Demain, « Actualisation du scénario énergie-climat - ADEME 2035-2050 ».

¹³³ ADEME, Enerdata, et Energies Demain.

Tableau 31 – Paramètres complémentaires de projection de la demande

Arbitrages complémentaires sur les usages	
Cogénération biogaz	<p>Dans cet exercice 100% gaz renouvelable, il est considéré que l'injection réseau est le mode de valorisation privilégié. La cogénération biogaz est réduite de 80% par rapport au scénario ADEME 2050¹³⁴. Afin de rester cohérent du point de vue de la demande globale énergétique, la part chaleur initialement couverte par la cogénération biogaz dans le scénario ADEME 2050¹³⁵, est substituée par du gaz réseau (chaudière).</p> <p>Pour la partie production électrique, il est considéré qu'elle était prise en charge par d'autres sources de productions électriques renouvelables telles le photovoltaïque ou l'éolien dont les gisements disponibles ne sont pas tous mobilisés¹³⁶. Elle n'impacte donc pas les ressources biomasses utilisées pour la production de gaz renouvelables¹³⁷.</p>
Cogénération bois	<p>Pour les mêmes raisons, il est considéré de réduire la ressource de bois à destination de la cogénération (exclusivement installée sur réseau de chaleur), au bénéfice de la gazéification / injection. La réduction varie selon les scénarios étudiés (voir 10.1).</p> <p>Les répercussions sur la demande en chaleur sont faites de différentes manières selon les scénarios : chaudière bois connectée au réseau de chaleur ou chaudière gaz réseau directement installée chez l'utilisateur final.</p> <p>→ Impact à la hausse sur la demande de gaz</p>
Impact du mix de production	
Chaleur coproduite	<p>Les filières gazéification et power-to-gas co-produisent de la chaleur (voir rapport 1), qui peut être valorisée localement¹³⁸, directement ou via réseau de chaleur. Sa prise en compte s'appuie sur deux hypothèses :</p> <ul style="list-style-type: none"> • un taux de valorisation de 30% • la chaleur coproduite se substitue à une demande « gaz » locale <p>→ Impact de la demande gaz à la baisse</p>

¹³⁴ ADEME, Enerdata, et Energies Demain.

¹³⁵ ADEME, Enerdata, et Energies Demain.

¹³⁶ ADEME et al., « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations ».

¹³⁷ Il y a probablement un impact secondaire sur la ressource pour le power-to-gas, mais son évaluation nécessiterait une modélisation du système électrique, hors périmètre de cette étude.

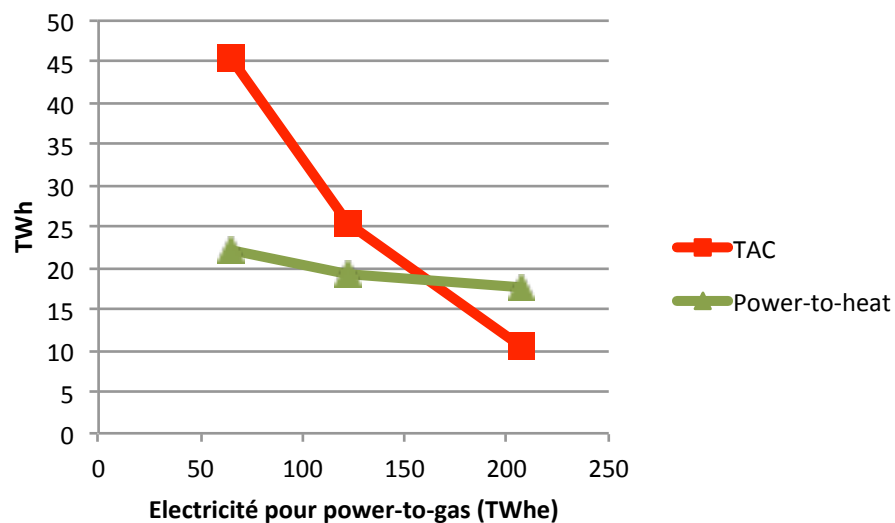
¹³⁸ Par exemple pour le power-to-gas associé à une unité de méthanisation, la chaleur co-produite peut permettre de chauffer le digesteur.



Effet systémique

Le recours plus ou moins important au power-to-gas impacte le système électrique dans son ensemble, non seulement en modifiant le besoin de capacités installées en sources d'électricité renouvelables mais aussi, en modifiant les besoins de flexibilité, le taux de pertes... (Voir rapport 1).

Ainsi, à chaque niveau de recours au power-to-gas correspond un parc et une consommation de turbine à combustion (TAC) gaz, un parc et une production de power-to-heat (PtH), voir la figure ci-dessous. Ces deux systèmes jouent sur la demande de gaz, le premier à la hausse et le second à la baisse (production de chaleur qui vient en substitution de consommation gaz¹³⁹).



La quantification de ces deux effets se base sur les résultats de l'étude ADEME¹⁴⁰. L'accès aux résultats détaillés de cette étude permet de décrire géographiquement et chronologiquement la consommation de gaz des TAC et la production de chaleur du PtH.

Une des limites de cette méthode reste que la modélisation faite dans l'étude ADEME se base sur les seules données météo réelles de 2009, et les valeurs ne peuvent donc pas être modulées en fonction des variantes météo, comme pour les autres secteurs. Ainsi, la prise en compte de ces hypothèses liées au système électrique permet de donner des ordres de grandeurs des divers effets systémiques même si le synchronisme n'est pas complètement respecté (synchronisation des saisons mais pas des aléas météo).

¹³⁹ On retient comme hypothèse que la chaleur produite par le PtH se substitue pour moitié à des usages gaz et pour moitié à des usages bois.

¹⁴⁰ ADEME et Artelys, « Un mix électrique 100% ENR en 2050, quelles opportunités pour décarboner le système gaz et chaleur ? »

L'application de ces différentes hypothèses aboutit à une demande en 2050 comprise entre 264 et 407 TWh_{PCS} selon les hypothèses retenues pour les paramètres complémentaires. Les scénarios retenus, à l'intérieur de cet intervalle, sont décrits dans la partie 10.

Tableau 32 – Demande en 2050

Demande de "base"	286	
Agriculture	2	
Industrie	99	
Résidentiel	13	
Tertiaire	49	
Transport	106	
Autre	16	
Arbitrage complémentaires usage	0	77
Réduction cogénération biogaz	0	7
Réduction cogénération bois	0	71
Impact mix de production	-24	35
<i>Chaleur cogénérée</i>	-26	0
Chaleur Gazéification	-11	0
Chaleur PtG	-14	0
<i>Effet systémique</i>	2	35
TAC (production électricité)	10	46
PtH	-8	-11
Demande	262	398

9.2.3 Courbe de charge journalière

Les figures suivantes présentent la courbe de charge 2015, climat normal (2015N) et la courbe de charge 2050N pour le scénario de base (scenario 100% EnR&R)¹⁴¹. Ces figures permettent d'illustrer la modélisation de la projection de la demande. La description plus détaillée de la demande en 2050 est faite en partie 10.2, avec la présentation des différents scénarios.

D'une manière générale, on observe que la baisse de la demande ne se répartit pas de manière homogène sur l'année. Cette baisse se concentre sur la partie hivernale au sens large (octobre -> avril), en raison d'une forte baisse des usages saisonniers dans les secteurs résidentiels et tertiaires.

Sur la période estivale les profils 2015 et 2050 sont similaires, la baisse liée aux économies d'énergie sur les secteurs « historiques » (industrie, résidentiel, tertiaire) est compensée par le développement du gaz carburant pour les transports.

¹⁴¹ Les différents scénarios modélisés sont décrits en détail dans la partie 10.

On observe par ailleurs que sur la projection 2050, sur la période hivernale, de très fortes variations apparaissent avec des pics pouvant doubler la consommation journalière durant quelques jours (passage de 1100 à 1200 GWh/jour). Ces pointes de consommation sont liées aux consommations pour la production d'électricité, qui deviennent donc plus irrégulières et avec des appels de puissance beaucoup plus élevés qu'actuellement.

Figure 52 - Comparaison des courbes de charge 2015N et 2050N (scenario 100% EnR&R)

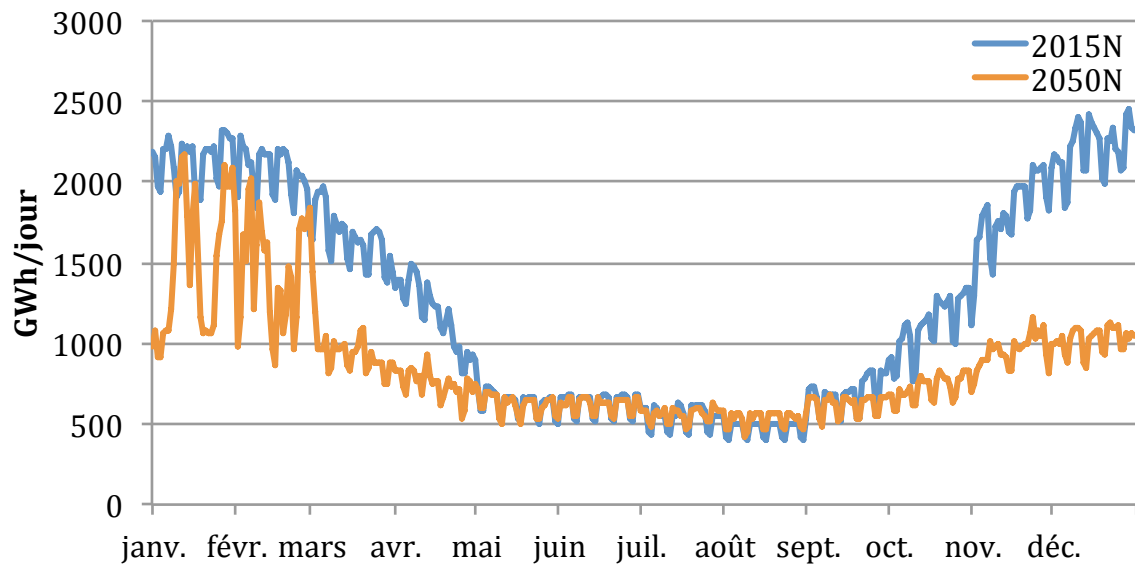


Figure 53 – Décomposition sectorielle de la courbe de charge journalière de consommation de gaz, 2015N

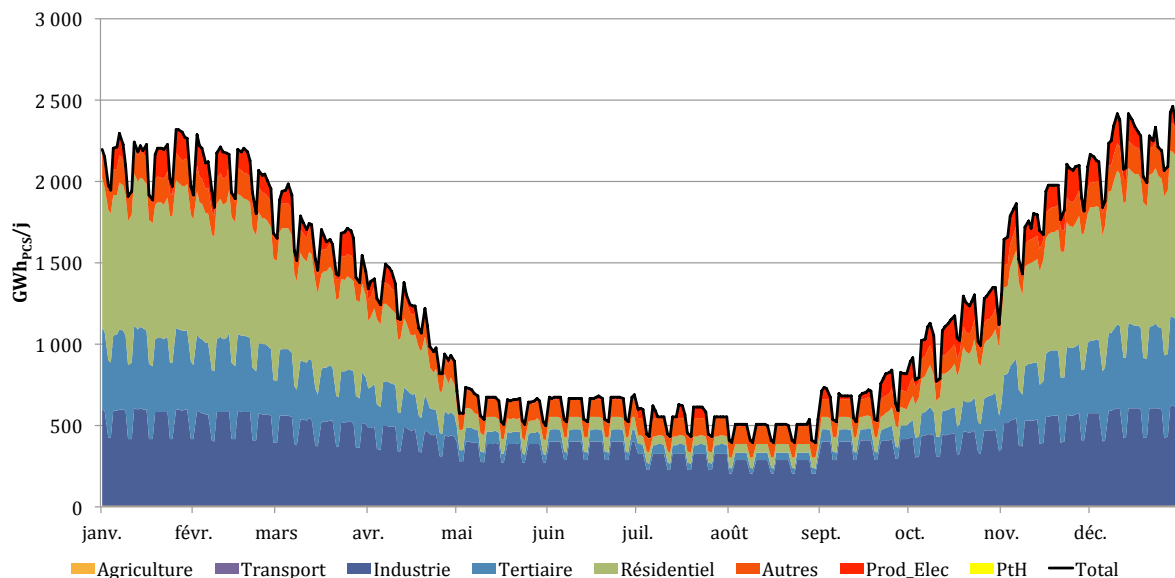
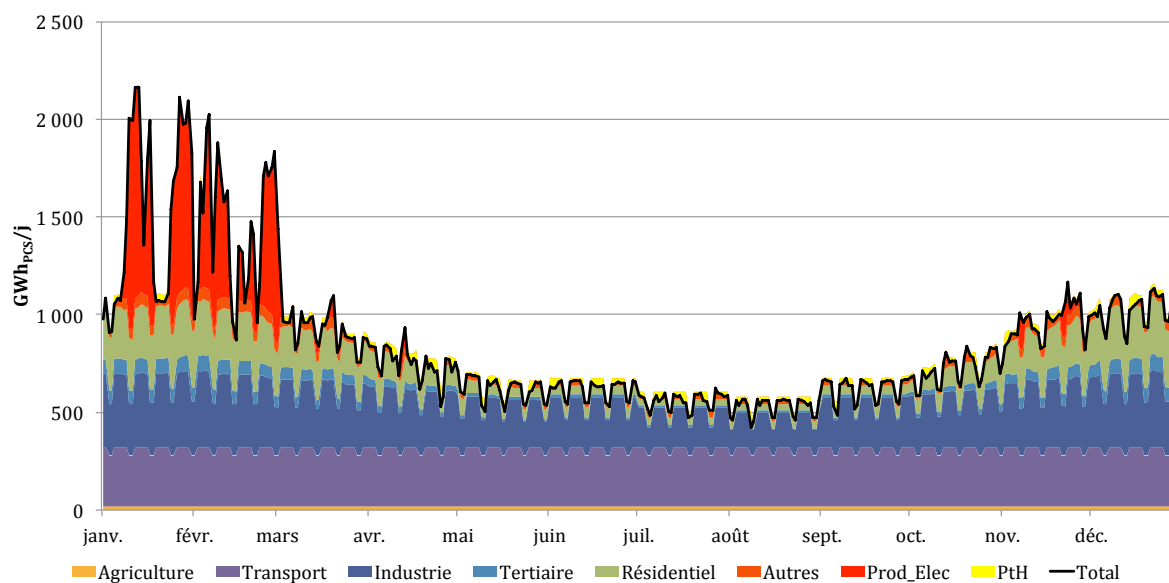


Figure 54 – Décomposition sectorielle de la courbe de charge journalière de consommation de gaz, 2050N (scenario 100% EnR&R)



Les variantes climatiques sont en annexe 17.18.

10 Scénarios modélisés

Quatre scénarios sont modélisés, trois en 100% EnR&R et un dernier à 75%EnR&R. L'objectif est de pouvoir comparer différentes conditions pour atteindre le 100% EnR&R, mais aussi d'appréhender l'effet des derniers pourcents de conversion aux EnR&R.

Tableau 33 – Description des scénarios modélisés

Scénario	%EnR&R	Description
100% EnR&R	100%	Les usages de la biomasse et des ressources sont proches du scénario 2035-2050 de l'ADEME, avec une substitution d'une partie des usages de la cogénération bois et chaleur par du gaz.
100% EnR&R avec pyrogazéification haute	100%	Identique au 100% EnR&R, mais l'usage gaz est renforcé, en augmentant la production de gaz renouvelable par pyrogazéification à partir d'une ressource bois libérée par un moindre développement de la cogénération bois et du bois énergie pour les réseaux de chaleur. Ce scénario correspond à une demande de gaz augmentée.
100 % EnR&R avec biomasse limitée pour les usages gaz	100%	Identique au 100 % EnR&R mais avec une limitation des ressources en biomasse à 80 % de leur potentiel. L'objectif est d'évaluer l'impact d'une difficulté de mobilisation de la ressource (ex : impacts environnementaux ou acceptabilité sociale sous-estimés, etc.) et/ou des difficultés de développement des filières les moins matures.
75% EnR&R	75%	les usages de la bio- masse et des ressources sont proches du scénario 2035-2050 de l'ADEME, le gaz naturel est présent à hauteur de 25 % de la consommation d'énergie finale.

10.1 Bilan annuel offre-demande

Les résultats en termes de consommation et de mix de production sont décrits dans le Tableau 34 pour les quatre scénarios. La demande est estimée à partir de la méthodologie présentée dans la partie 9, les ajustements de la demande sont décrits sur la Figure 58. Le mix de production est composé en considérant les points suivants :



- Les filières méthanisation et gazéification sont déployées en priorité¹⁴², le power-to-gas apporte le complément pour boucler l'objectif du niveau d'intégration d'énergie renouvelable et de récupération (EnR&R). Cet ordre de mobilisation respecte l'ordre de mérite économique basé sur les coûts de production¹⁴³, à savoir : les énergies de récupération, puis la méthanisation, la pyrogazéification et enfin le power-to-gas (voir partie 8).
- Pour les filières méthanisation et gazéification, la ressource mobilisée pour l'injection prend en compte la ressource globale disponible pour l'énergie (voir partie 8) à laquelle sont retranchées les ressources utilisées pour d'autres valorisations (valorisation directe, cogénération). Les hypothèses retenues pour les valorisations hors injection sont celles du scénario ADEME¹⁴⁴, avec une éventuelle correction selon le scénario, sur la partie cogénération (voir 9.2.2). La répartition de la valorisation des ressources méthanisables et bois est détaillée respectivement sur la Figure 56 et la Figure 57.

Le niveau de power-to-gas sollicité dans chacun des scénarios est différent, il correspond à chaque fois à un système électrique optimisé différent (voir 6.1.6.1). Une description de chaque système électrique adossé aux scénarios gaz est faite en annexe 17.26.

¹⁴² Dans la limite du potentiel identifié (voir partie 8), et des arbitrages d'une partie des ressources vers d'autres usages que la production/injection de gaz (partie 9.2)

¹⁴³ La modélisation du réseau (voir partie 11.2.1) valide par ailleurs que la prise en compte des coûts du réseau, en particulier le raccordement ne modifie pas l'ordre de préséance économique des coûts de production.

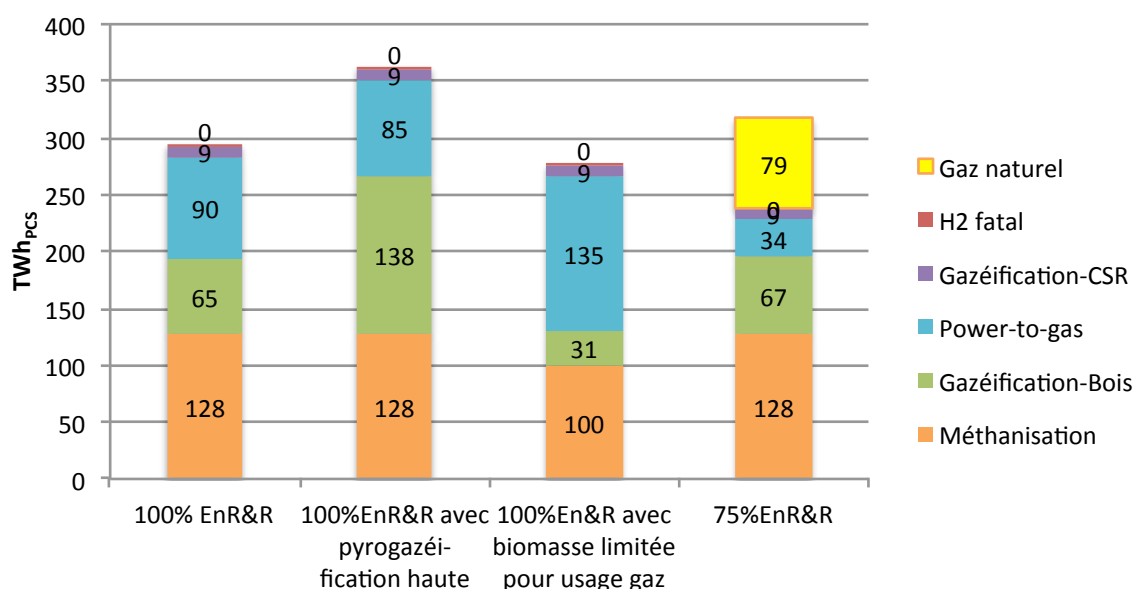
¹⁴⁴ ADEME, Enerdata, et Energies Demain, « Actualisation du scénario énergie-climat - ADEME 2035-2050 ».



Tableau 34 – Bilan annuel offre-demande des 4 scénarios - 2050

		100% EnR&R	100%EnR&R avec pyrogazéi- fication haute	100%EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz	75%EnR&R
Demande	TWh_{PCS}	293	361	276	317
Demande - référence	TWh _{PCS}	286	286	286	286
+ réduction cogénération biogaz	TWh _{PCS}	5	5	5	5
+ réduction cogénération bois	TWh _{PCS}	0	71	0	0
- chaleur pyrogazéification	TWh _{PCS}	-5	-10	-3	-5
- chaleur power-to-gas	TWh _{PCS}	-10	-9	-15	-4
+ Production électrique (TAC)	TWh _{PCS}	26	28	10	46
- chaleur power-to-heat	TWh _{PCS}	-9	-9	-8	-11
Gaz injecté	TWh_{PCS}	293	361	276	317
ENRR	TWh_{PCS}	293	361	276	238
Méthanisation	TWh _{PCS}	128	128	100	128
Gazéification bois	TWh _{PCS}	65	138	31	67
Power-to-gas	TWh _{PCS}	90	85	135	34
Gazéification-CSR	TWh _{PCS}	9	9	9	9
H2-fatal	TWh _{PCS}	0	0	0	0
Gaz naturel	TWh_{PCS}	0	0	0	79

Figure 55 – Mix de production des 4 scénarios



Le **scénario « 100%EnR&R »** présente une demande de 293 TWh_{PCS}, qui est satisfaite par un recours à 128 TWh_{PCS} issus de méthanisation, 65 TWh_{PCS} issus de gazéification, et

90 TWh_{PCS} issus du power-to-gas, 9 TWh_{PCS} issus de CSR et 0,3 TWh_{PCS} issu d'hydrogène fatal.

Le scénario **“100%EnR&R avec pyrogazéification haute”** a une demande plus élevée à 361 TWh_{PCS} (+23%) principalement en raison de substitution de vecteur énergétique : la chaîne énergétique {cogénération bois+réseau de chaleur} est substituée par la chaîne {gazéification/injection+réseau de gaz+chaudière gaz}. Il en résulte une hausse de 71 TWh_{PCS} sur la demande de gaz mais qui est compensée par une augmentation supérieure (73 TWh_{PCS}) de la production de gaz issue de la gazéification/injection. La filière gazéification/injection passe donc de 65 TWh_{PCS} pour le scénario “100%EnR&R” à 138 TWh_{PCS} dans le scénario “100%EnR&R avec pyrogazéification haute”. La filière méthanisation est identique au scénario «100%EnR&R». Le power-to-gas est légèrement moins mobilisé (85TWh).

Dans le scénario **“100%EnR&R avec biomasse limitée pour les usages gaz”**, la demande est réduite à 276 TWh_{PCS}. Cette baisse s'explique par le moindre recours de gaz pour la production d'électricité (-16 TWh_{PCS}) et par une augmentation de l'effet de substitution lié à la chaleur coproduite par le power-to-gas (- 5TWh_{PCS}). Ces deux impacts sur la demande sont en fait liés à l'évolution du mix énergétique, avec une forte augmentation du recours au power-to-gas (+45 TWh_{PCS}, soit une hausse de 50%) pour palier la baisse des deux autres filières où la ressource est limitée à 80% de sa capacité pour ce scénario (voir Figure 56 et Figure 57). Le lien entre le niveau de mobilisation de power-to-gas et les besoins de gaz pour la production électrique¹⁴⁵ s'explique par l'impact sur le système électrique (voir 6.1.6.1).

Le dernier scénario **“75%EnR&R”**, présente une part d'EnR&R de 75% seulement. La demande est plus élevée de 8% par rapport au scénario “100%EnR&R”. Cette différence s'explique majoritairement par la forte augmentation de la consommation de gaz pour la production d'électricité, et dans une moindre mesure par le moindre effet de substitution de la chaleur cogénérée par le power-to-gas. Comme pour le scénario “100%EnR&R avec biomasse limitée pour les usages gaz”, ces effets sur la demande sont liés à l'évolution du mix de production, avec une forte baisse du recours au power-to-gas : le fait de conserver 25% de gaz naturel dans le mix énergétique permet de limiter le recours à la ressource la plus chère, le power-to-gas, pour boucler le bilan énergétique. Le recours à la filière méthanisation et gazéification/injection reste sensiblement identique au scénario “100%EnR&R”¹⁴⁶.

¹⁴⁵ Et dans une moindre mesure sur le power-to-heat.

¹⁴⁶ La légère augmentation de la filière gazéification (+2TWh_{PCS}) est liée à l'augmentation du power-to-heat, elle-même due à la baisse du power-to-gas (voir 6.1.6.1). Le power-to-heat se substituant en partie à de la chaleur bois, il libère de la ressource bois, qui peut être ainsi mobilisée pour la filière gazéification/injection.



Figure 56 – Valorisation des ressources méthanisables

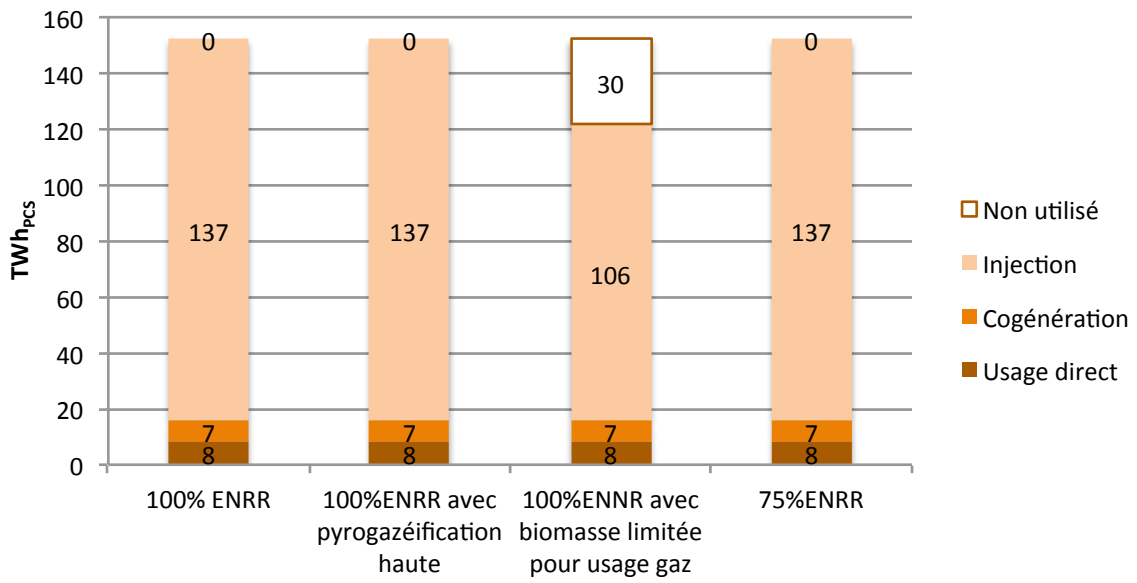


Figure 57 - Valorisation des ressources bois-énergie

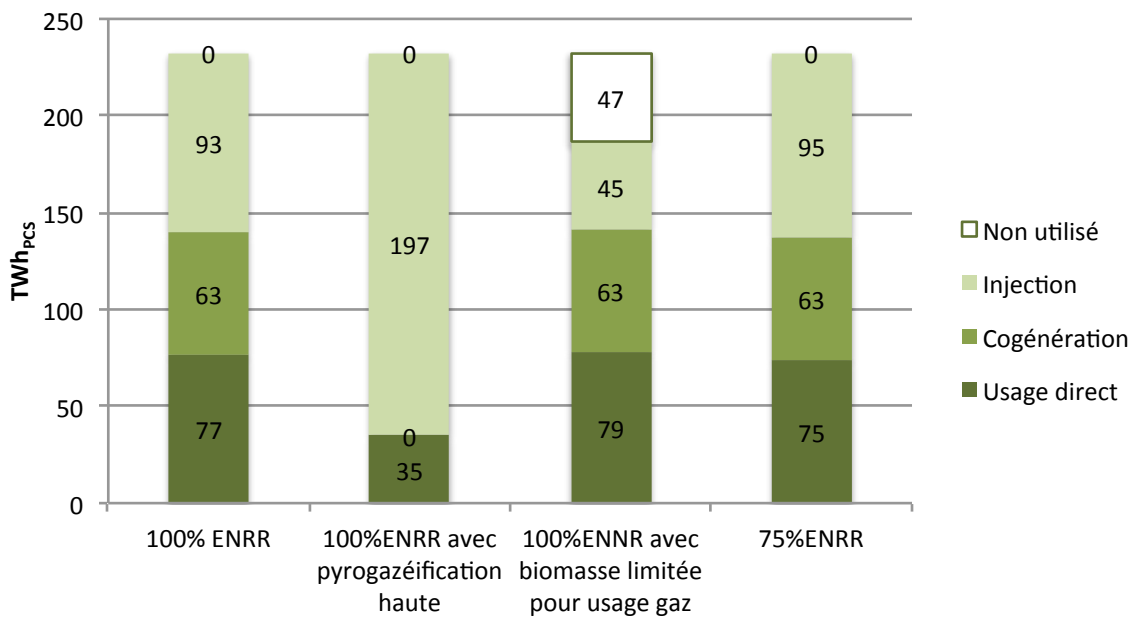
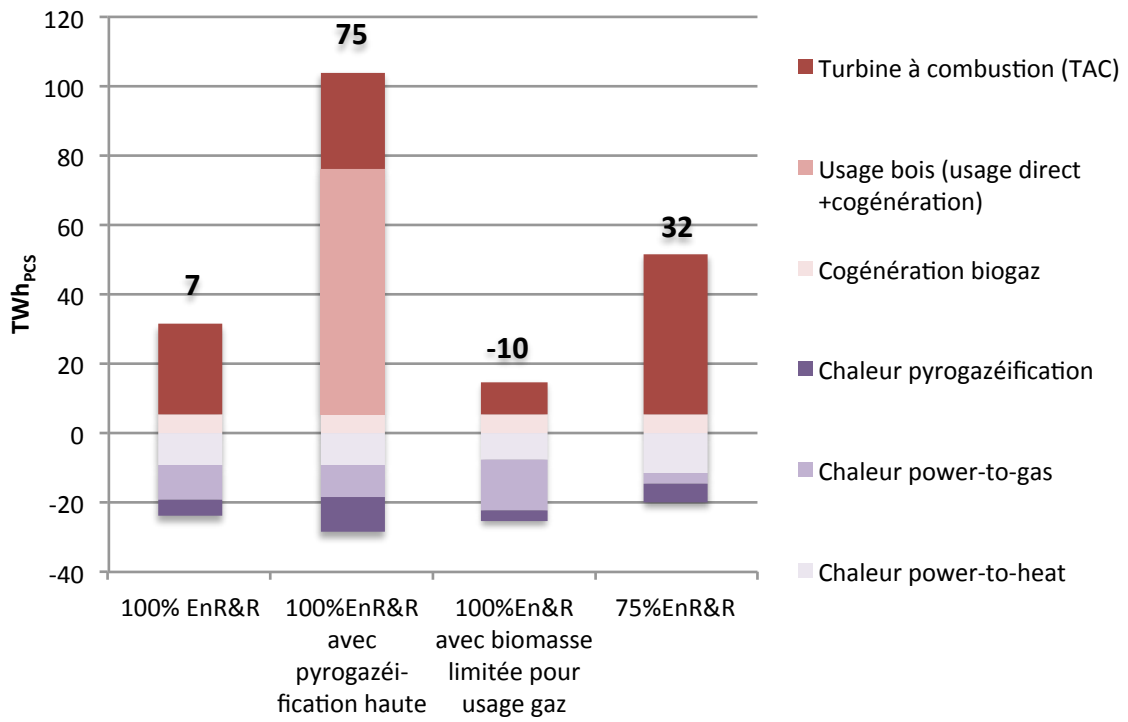


Figure 58 - Ajustement de la demande gaz (Référence 286 TWhPCS)



L'impact sur bilan du système électrique des scénarios « gaz » sur le système est présenté sur la Figure 59. Pour rappel, le système électrique n'est pas modélisé. Les données à l'interface entre le système gazier et le système électrique s'appuient sur l'étude ADEME/Artelys¹⁴⁷ (voir partie 6.1.6.1). Ce graphe a pour objet d'illustrer les principaux impacts des scénarios « gaz » sur le système électrique : à chaque système gazier optimisé, correspond un système électrique optimisé. Le détail est décrit en annexe 17.26.

Le scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute » est similaire au scénario « 100%EnR&R » étant donné que les niveaux de power-to-gas mobilisés sont quasiment-identiques (voir Figure 55).

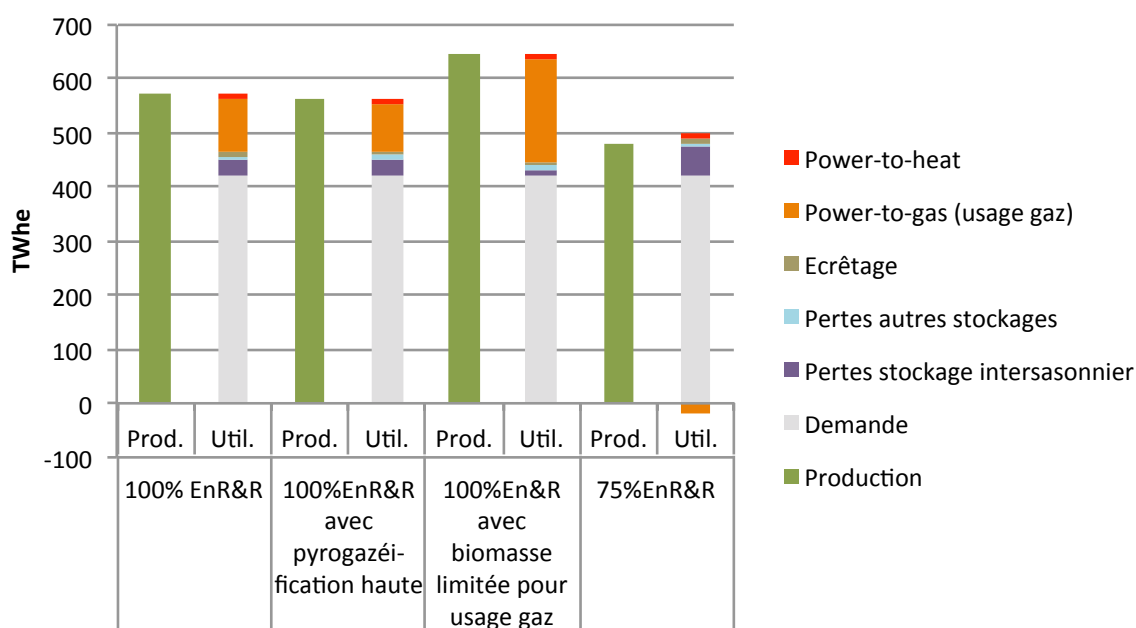
Dans le scénario « 100% EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz », le recours au power-to-gas est nettement plus élevé, avec une production de gaz de 135 TWh_{PCS} (contre 90 TWh_{PCS} dans « 100%EnR&R »), induisant une augmentation du besoin de production d'électricité. Néanmoins cette hausse est atténuée par une baisse des pertes sur le stockage intersaisonnier.

L'effet inverse est observé pour le dernier scénario (75% EnR&R) mobilisant peu de power-to-gas (34 TWh_{PCS}), qui n'est d'ailleurs pas suffisant pour satisfaire les besoins des TAC¹⁴⁸.

¹⁴⁷ ADEME et Artelys, « Un mix électrique 100% ENR en 2050, quelles opportunités pour décarboner le système gaz et chaleur ? », septembre 2017.

¹⁴⁸ Pour le scénario « 75% EnR&R », la demande « négative » pour le power-to-gas « usage gaz » reflète le fait que la production de power-to-gas (34 TWh) n'est pas suffisante pour alimenter l'ensemble des besoins de gaz pour la production d'électricité (46 TWh). Une partie du gaz utilisé par les TAC sera donc issue des autres filières de production de gaz renouvelable ou du gaz naturel.

Figure 59 – Bilan du système électrique associé



Remarque 1:

Le système électrique de chaque scénario est représenté par deux colonnes, la première correspond à la production d'électricité renouvelable, la seconde à son utilisation, en différenciant :

- Demande « Electricité finale » : usage Industrie, Transport, Résidentiel, Tertiaire, Agriculture (identique dans chaque scénario)
- Pertes autres stockage (STEP, CAES)
- Pertes stockage intersaisonnier (consommation Power-to-gas « usage électrique » - Production TAC)
- Demande pour power-to-gas « usage gaz »
- Power-to-heat
- Ecrêtement (Production d'électricité écrêtée par manque de demande)

Remarque 2: En comparaison aux exercices prospectifs ADEME, et en particulier de l'étude ADEME/Artelys¹⁴⁹ les scénarios gaz modélisés ici considèrent une réduction plus ou moins importante de la cogénération issue de biomasse (biogaz et bois)¹⁵⁰. La substitution de cette électricité initialement cogénérée n'est pas prise en compte (voir Tableau 31). Cette substitution peut avoir des impacts sur les besoins de stockage voire les écrêtements en particulier si la production d'électricité initialement cogénérée (production en base) est substituée par des productions fluctuantes (ex : éolien ou PV).

¹⁴⁹ ADEME et Artelys, « Un mix électrique 100% ENR en 2050, quelles opportunités pour décarboner le système gaz et chaleur ? »

¹⁵⁰ Cette présente étude vise à l'explorer la faisabilité d'un réseau de gaz 100% renouvelable. L'équilibre entre les différents vecteurs pourra être étudié dans de prochaines études (voir limites de l'étude, dans la partie 14)

La Figure 60 présente les ajustements de la demande finale de chaleur. Pour une meilleure lisibilité, la figure se concentre uniquement sur les besoins de chaleur fournis par le gaz réseau, le bois et le biogaz, les autres vecteurs fournissant de la chaleur ne sont pas impactés (électricité, solaire, géothermie...). Elle permet de voir les différents effets des hypothèses retenues dans les 4 scénarios.

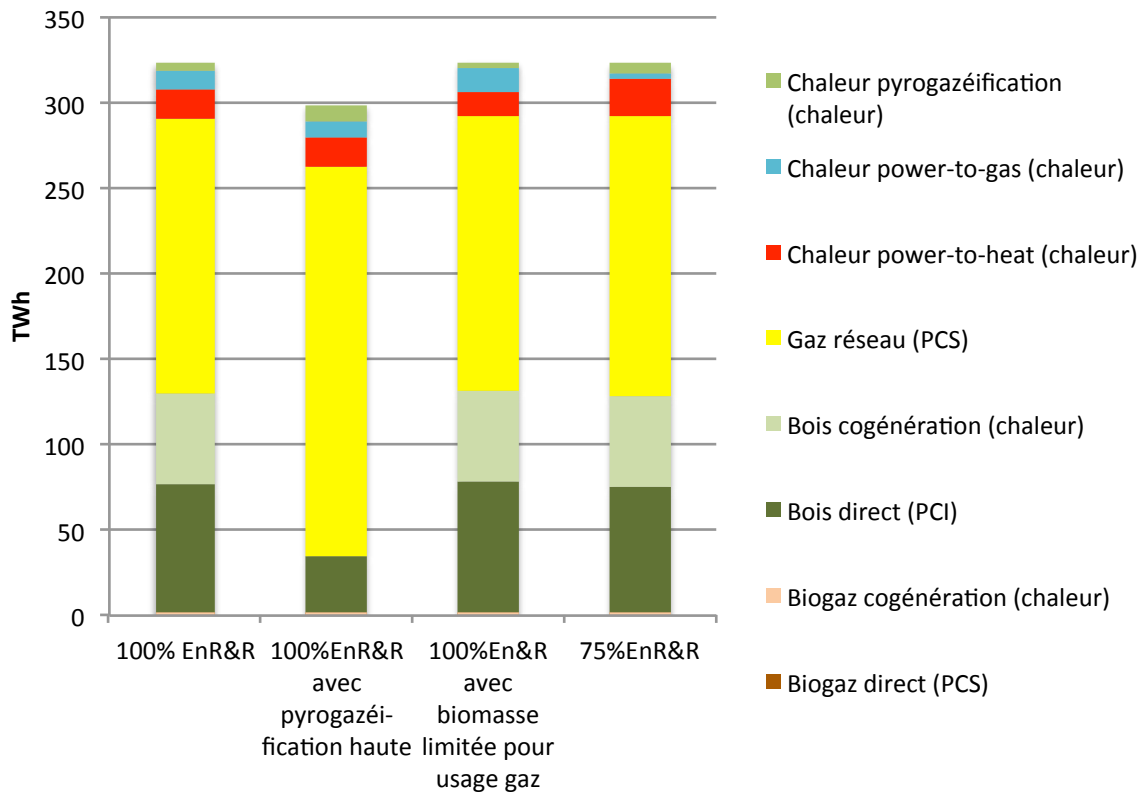
Dans le scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute », le vecteur gaz occupe une place beaucoup plus importante que dans le scénario « 100% gaz EnR&R ». Dans ce scénario le choix est fait de supprimer entièrement les cogénérations bois et les réseaux de chaleur bois de les remplacer par du gaz réseau, d'où une part plus faible de bois dans la demande finale. La ressource de bois ainsi libérée est mise à profit de la filière pyrogazéification pour la production de gaz renouvelable (voir figure Figure 57). Cette hausse sensible de cette filière se traduit également par une augmentation de la chaleur coproduite (voir « chaleur pyrogazéification » sur la Figure 60). On remarque que la demande finale est légèrement plus faible dans ce scénario, il s'agit d'un effet de substitution entre vecteurs d'énergie finale, qui peuvent ne pas avoir les mêmes rendements de conversion en chaleur¹⁵¹.

Le scénario « 100% EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz » est très similaire au premier scénario « 100% EnR&R », les arbitrages sur les usages du bois sont identiques. Néanmoins, la limitation de la ressource en biomasse qui réduit la production de gaz renouvelable issue de pyrogazéification induit d'une part une baisse de l'apport de chaleur coproduite de cette filière, et d'autre part, de manière indirecte une augmentation de la chaleur coproduite par la filière power-to-gas. Cette dernière filière étant fortement développée dans ce scénario pour compenser le moindre recours à la biomasse.

Enfin, dans le scénario « 75% EnR&R », l'utilisation de gaz naturel permet de réduire la contribution à la filière power-to-gas : sa chaleur coproduite est donc limitée.

¹⁵¹ Par exemple, lorsque l'on substitue de la chaleur bois direct par du gaz réseau, les rendements de la chaudière bois (considéré à 85% PCI) est plus faible que le rendement d'une chaudière gaz (considéré à 95% PCS). Il faut donc moins d'énergie finale pour satisfaire le même usage.

Figure 60 – Ajustement de la demande finale de chaleur (limité au périmètre : gaz réseau, biogaz, bois)



Remarque : selon les vecteurs/énergies, la demande finale est considérée comme :

- Biogaz direct (Energie PCS du biométhane)
- Biogaz cogénération (chaleur sortie cogénérateur)
- Bois direct (Energie PCI du bois)
- Bois cogénérateur (chaleur sortie cogénérateur)
- Gaz réseau (Energie PCS du gaz chez l'utilisateur)
- Chaleur PtH (Chaleur consommée par utilisateur)
- Chaleur PtG (Chaleur consommée par utilisateur)
- Chaleur Pyrogazéification (Chaleur consommée par utilisateur)



La place de l'hydrogène hors des réseaux de gaz

Au-delà des différentes questions d'arbitrages d'usages de ressources entre les vecteurs chaleur, gaz ou électricité, se pose également à l'avenir la question du vecteur hydrogène en dehors des réseaux de gaz¹⁵².

En 2008, la consommation d'hydrogène en France était d'environ 800 000 t_{H2}/a, dont 40% était produit par SMR (Steam Methane Reforming), c'est à dire à partir de gaz naturel (Tableau 35).

Tableau 35 – Consommation d'hydrogène en France (2008)¹⁵³

Résumé actuel	tH2/a	TWhPCS/a	Origine
Total H2 consommé	795 000	31	
Ammoniac	215 000	8	SMR
Raffinerie	292 000	12	Majoritairement co-produit
Pétrochimie	139 000	5	
Chimie du Chlore	51 000	2	Co-produit
H2 industriel	98 000	4	SMR

Dans une vision 2050, avec un système énergétique proche du 100% renouvelable, se pose la question de l'évolution de ce modèle de production. La pérennité en 2050 de ces consommateurs d'hydrogène (raffinerie, engrais, chimie) reste ouverte.

Dans l'hypothèse d'un besoin industriel persistant à cet horizon, le passage en production directe sur site par électrolyse permettrait a priori un gain en termes d'efficacité et probablement de coût en comparaison au réformage de méthane dont une partie, entre 12% et 50% selon les scénarios, sera issue du power-to-gas¹⁵⁴ : les étapes de méthanation et de réformage seraient ainsi évitées. Mais d'un autre côté, produire directement sur site nécessite un profil de production en phase avec le besoin du procédé, souvent en fonctionnement stable et continu : cette solution a donc tendance à être moins flexible ou nécessitant un stockage tampon. Elle peut donc être moins bénéfique du point de vue du système énergétique global, en comparaison du power-to-gas interconnectant système électrique et système gazier. Les meilleures solutions peuvent être différentes selon les cas.

Ainsi, les 320 000 tH2/a produites aujourd'hui par SMR, seront amenées à évoluer d'ici 2050. Elles représentent néanmoins 13 TWh_{PCS} d'hydrogène et environ 16 TWh

¹⁵² On entend ici par réseau gazier, le réseau actuel développé pour le gaz naturel, c'est à dire un réseau utilisant principalement du méthane. Des réseaux d'hydrogène existent, en particulier dans le nord de la France, connecté au Benelux.

¹⁵³ Alain Le Duigou, Marianne Miguet, et Yves Amalric, « French Hydrogen Markets in 2008 – Overview and Future Prospects », *International Journal of Hydrogen Energy* 36, n° 15 (juillet 2011): 8822-30, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.05.006>.

¹⁵⁴ Qui sera principalement du power-to-methane, voir 12.2.2



d'électricité si elles devaient être produites à partir d'électrolyse avec les performances projetées pour 2050 (voir 7.4.1).

Par ailleurs, de nouveaux usages de l'hydrogène peuvent se développer.

Ainsi, par exemple dans le secteur de la sidérurgie, où la réduction directe par l'hydrogène pourrait se substituer à la filière actuelle utilisant du coke de charbon comme réducteur. C'est une solution parmi d'autres¹⁵⁵, mais certains aciéristes se sont déjà engagés sur des programmes de démonstrations¹⁵⁶. Dans la Vision ADEME 2050, la production d'acier primaire est de l'ordre de 10 Mt_{acier}, une conversion à 100% au procédé de réduction à l'hydrogène pourrait nécessiter un besoin de 20 TWh_{PCS} d'hydrogène¹⁵⁷¹⁵⁸, soit environ 25 TWh d'électricité.

L'hydrogène commence à se développer dans le secteur de la mobilité. Le scénario énergie-climat ADEME 2035-2050¹⁵⁹ est prudente à ce sujet (prédominance en 2050 des vecteurs gaz (48%), électricité (35%) et biocarburant (16%)) mais l'on peut noter que l'étude Mobilité Hydrogène France¹⁶⁰ évalue un besoin qui se monterait à 90 000 t_{H2}/a (3,5 TWh_{PCS}) à horizon 2030.

Ces éléments n'ont pas été pris en compte dans l'étude et restent encore à consolider en fonction de la place que prendra le vecteur hydrogène, mais il paraît opportun de pointer ici ces quelques ordres de grandeur, en raison de l'impact qu'ils pourraient avoir sur le système gazier, tant sur la demande (usage SMR) que sur l'offre de gaz renouvelable (filière power-to-gas).

¹⁵⁵ Voir le site www.ulcos.org

¹⁵⁶ <https://www.ft.com/content/f2b85c0c-ed2f-11e6-ba01-119a44939bb6>

¹⁵⁷ Birat, « Steel&Hydrogen » (IEA Hydrogen Roadmap, Paris, 10 juillet 2013).

¹⁵⁸ Hypothèse retenue : 570 Nm³H₂/tacier

¹⁵⁹ ADEME, Enerdata, et Energies Demain, « Actualisation du scénario énergie-climat - ADEME 2035-2050 ».

¹⁶⁰ Mobilité Hydrogène France, « Mobilité Hydrogène France », 14 avril 2016.



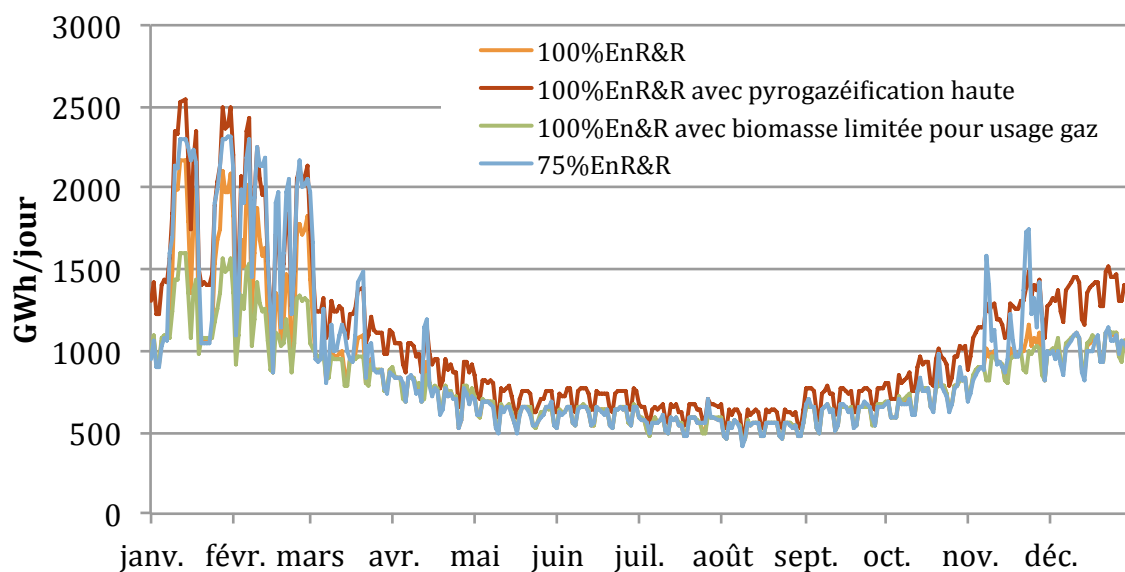
10.2 Courbe de charge des différents scénarios

Les différences en volume et en composition de la demande entre les différents scénarios induisent des modifications de la courbe de charge (Figure 61).

Les scénarios “100%EnR&R”, “100%EnR&R avec biomasse limitée pour les usages gaz” et “75%EnR&R” présentent des profils très similaires, en particulier pour la période estivale élargie (mars->octobre). La demande du scénario “100%EnR&R avec pyrogazéification haute” est en permanence supérieure, en raison de son niveau de demande globale nettement supérieure (substitution par le gaz de la chaleur initialement produite par la cogénération bois, voir 10.1).

Sur les mois d’hiver, des pics de consommations ont lieu en raison du fonctionnement discontinu des turbines à combustion (TAC). Ces pics de consommations varient grandement d’un scénario à l’autre, à cause de la place plus ou moins importante du secteur de la production d’électricité (voir 10.1). Le scénario “100%EnR&R avec biomasse limitée pour les usages gaz” atteint au maximum 1600 GWh/jour, alors que le scénario “100%EnR&R avec pyrogazéification haute” dépasse 2500 GWh/jour, soit un appel de puissance moyen journalier plus de 50% supérieur.

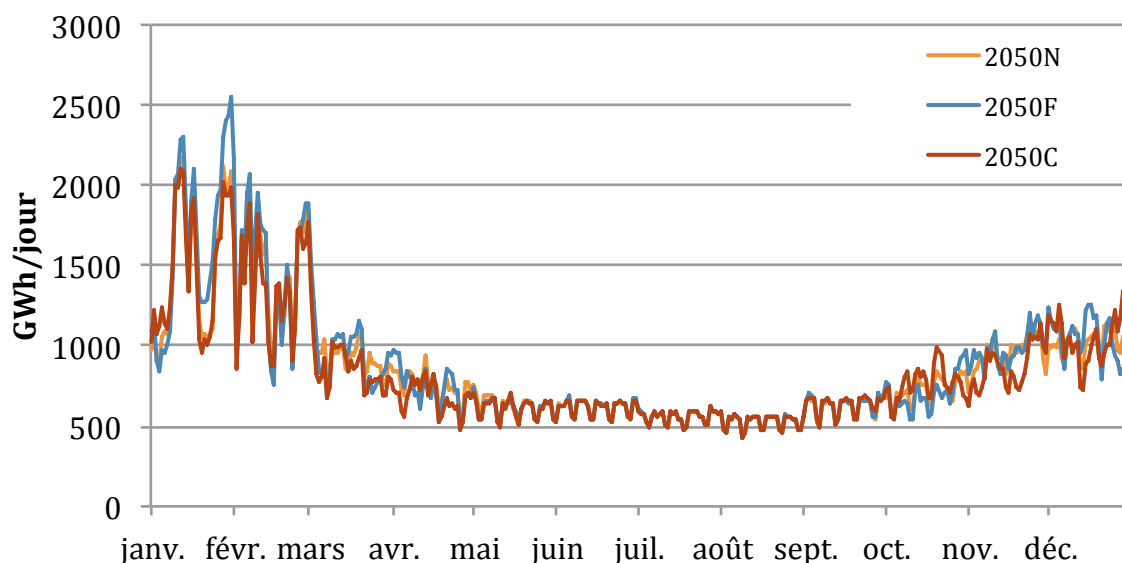
Figure 61 – Comparaison des courbes de charge des 4 scénarios (2050N)



La Figure 62 compare les profils annuels de consommation selon les conditions de température. Les conditions « froides » présentent un pic de consommation journalière (2500 GWh/j) environ 25% plus élevé que dans les conditions normales (2000 GWh/j). En condition chaude, la différence se fait principalement au printemps avec des consommations légèrement plus faibles.



Figure 62 – Comparaison des courbes de charge du scénario « 100%EnR&R », selon les conditions de température



11 Modélisation du réseau gazier

La modélisation du réseau gazier s’effectue en deux temps, pour permettre une descente à l’échelle locale seule à même de prendre en compte les enjeux relatifs au raccordement d’un parc de production important de biométhane.

Dans un premier temps, le raccordement des unités de production de biométhane est modélisé à une échelle réduite, celle d’un département. Sur un échantillon de quatre départements type, les conditions de raccordement des unités de production sont étudiées. Une fois les enseignements de ces études territoriales établis, on extrapole au niveau national la structure technique et économique de raccordement des unités de production.

Dans un second temps, l’équilibre global du système gazier est étudié, au regard des enjeux de stockage et de transport du gaz à l’échelle nationale.

11.1 Modélisation détaillée sur 4 départements

La modélisation détaillée du raccordement des unités de production a été menée sur quatre départements types, présentant des caractéristiques distinctes et des conditions d’injection différenciées.

Pour déterminer les 4 départements faisant l’objet d’études détaillées, les départements ont été caractérisés selon leur densité de consommation de gaz et leur densité de production de gaz EnR&R. Plus précisément, seul le gaz issu de la filière méthanisation a été retenu, car considérée comme déterminante sur les coûts de raccordement : la ressource est moins transportable que sur les autres filières. Le Tableau 36 résume le choix effectué (détails en annexe 17.19). Un compromis a été trouvé entre des cas assez extrêmes mais aussi avec une certaine représentativité. La catégorisation de l’ensemble des départements est en annexe

Tableau 36 – Choix des départements étudiés

Densité de production	Densité de consommation	Département retenu
Faible	Faible	Pas d'enjeu ¹⁶¹
	Moyen	Drôme (26)
	Fort	Le réseau peut tout absorber
Grand	Faible	Cher (18)
	Moyen	Vendée (85)
	Fort	Somme (80)

Quatre départements types ont été retenus : la Drôme, le Cher, la Vendée et la Somme.

11.1.1 Modélisation du réseau

L'injection de gaz dans le réseau est contrainte par la capacité du réseau à évacuer le gaz vers des points de consommation ou de stockage.

Les gammes de pression sur lesquelles opère le réseau de gaz permet d'utiliser le stockage en conduite pour réguler partiellement l'équilibre entre offre et demande. Cette capacité de stockage en conduite n'est pas modélisée dans les études territoriales, mais permet de travailler à une échelle temporelle journalière de manière raisonnable.

Le réseau de gaz est étudié par maille d'équilibre offre – demande.

Pour le réseau de distribution, il s'agit des poches de dessertes en aval des postes HP/MP¹⁶². En réalité, cette maille n'est pas suffisante car le réseau de distribution fonctionne à plusieurs niveaux de pressions différents : MPC, MPB, MPA, BP¹⁶³. Ces différents niveaux de pression constituent autant de mailles d'équilibres, desquelles le gaz doit être comprimé pour être remonté au niveau de pression supérieur. Pour effectivement utiliser l'intégralité de la capacité d'injection d'une poche de desserte d'un poste HP/MP, il faut donc injecter le gaz au niveau de pression le plus haut de la poche. Cela se traduit par une augmentation de la longueur de canalisation de distribution à construire. Une autre solution est de renforcer le réseau amont au point d'injection, et d'augmenter le niveau de pression sur ce segment de réseau. Cette différence intervient à la marge sur le prix du raccordement, et pour des considérations de simplification n'a donc pas été pris en compte.

¹⁶¹ Représente une faible partie du potentiel de production, qui pourra par ailleurs être orienté de manière préférentielle vers de la cogénération (peu de consommation de gaz localement).

¹⁶² Poste de détente Haute Pression/Moyenne Pression

¹⁶³ Respectivement Moyenne Pression C, B, A et Basse Pression. Le réseau MPC fonctionne entre 4 et 25 bars, le MPB entre 50 millibars et 4 bars, le MPA entre 20 et 50 millibars et le réseau BP à 20 millibars.

Pour le réseau de transport, la maille d'équilibre considérée est constituée des réseaux contigus fonctionnant à la même Pression Maximale de Service (PMS)¹⁶⁴. Des réseaux fonctionnant à la même PMS peuvent être séparés par des organes de sécurité, devant être simplement modifiés pour permettre le transit du gaz dans les deux sens. La modification des installations ayant un coût réduit par rapport aux autres investissements en jeu, ce paramètre n'est pas pris en compte.

11.1.2 Consommation

La méthodologie de modélisation de la demande à l'échelle de la commune au pas de temps journalier est explicitée dans la partie 9. Dans le cadre des études départementales, ces consommations ont été affectées aux éléments du réseau de distribution ou de transport correspondant :

- Lorsqu'une commune est desservie par une poche de réseau de distribution, l'intégralité de la consommation de la commune est affectée à cette poche. Dans les cas où plusieurs poches desserviraient une même commune, la consommation a été affectée à la poche de desserte la plus importante (en longueur) ;
- Lorsqu'une commune n'est pas desservie par une poche de réseau de distribution, mais traversée par une canalisation de transport, la consommation de la commune est affectée à la canalisation de transport.

L'arborescence du réseau de gaz (transport et distribution) a été reconstituée. La consommation journalière d'une maille d'équilibre est calculée en sommant les consommations journalières des mailles infra.

11.1.3 Unités de production à raccorder

Dans le cadre des études territoriales, deux types de moyens de production ont été considérés :

- Les unités de méthanisation, à raccorder sur le réseau de distribution ou de transport ;
- Les centrales de Power-to-Gas associées à des unités de méthanisation. Ces processus nécessitant d'importantes quantités de dioxyde de carbone, il a été fait l'hypothèse que les unités de Power-to-Gas devaient être positionnées au plus proche de producteurs de CO₂. Les unités de méthanisation coproduisant du dioxyde de carbone, à un coût considéré nul, une partie du parc de centrale de Power-to-Gas est supposée être associée à des unités de méthanisation.

Quatre moyens de production n'ont pas été considérés dans les études territoriales, car considérés sans enjeux sur les niveaux de pression considérés (réseau de distribution) :

- Les unités de gazéification. Considérant que le bois ou les CSR sont transportables facilement, et que les unités de gazéification sont des installations industrielles conséquentes, elles sont supposées être raccordées systématiquement au réseau de transport existant. Il s'agit d'une hypothèse de

¹⁶⁴ Pression Maximale pour laquelle est prévue le fonctionnement du réseau, dans les conditions d'exploitation.



travail simplificatrice pour la modélisation, des unités de gazéification de plus petite dimension, raccordées sur le réseau de distribution de gaz sont envisageables ;

- Les centrales de power-to-gas non associées à des unités de méthanisation. Dans ce cas, elles sont supposées être raccordées au réseau de transport. En effet, par ordre de mérite, les productions de CO₂ les plus attractives hors des productions issues d'unité de méthanisation sont situées :
 - au niveau des unités de gazéification (supposées raccordées au réseau de transport),
 - puis au niveau d'unités de combustion ou procédés industriels importants, également supposés raccordés au réseau de transport.
- La récupération de H₂ fatal, considérant que les gisements de H₂ fatal sont situés sur des sites industriels importants, supposés déjà raccordés au réseau de transport de gaz¹⁶⁵.

Les unités de production de biogaz ont été localisées et dimensionnées à partir de l'estimation des gisements de ressource méthanisables. La méthodologie utilisée est en annexe 17.20.

11.1.4 Principe de fonctionnement de la modélisation territoriale

La modélisation territoriale a pour but de parvenir à un état du réseau de gaz (transport et distribution) permettant le raccordement des unités de production de gaz renouvelable prévues dans les différents scénarios, au meilleur coût.

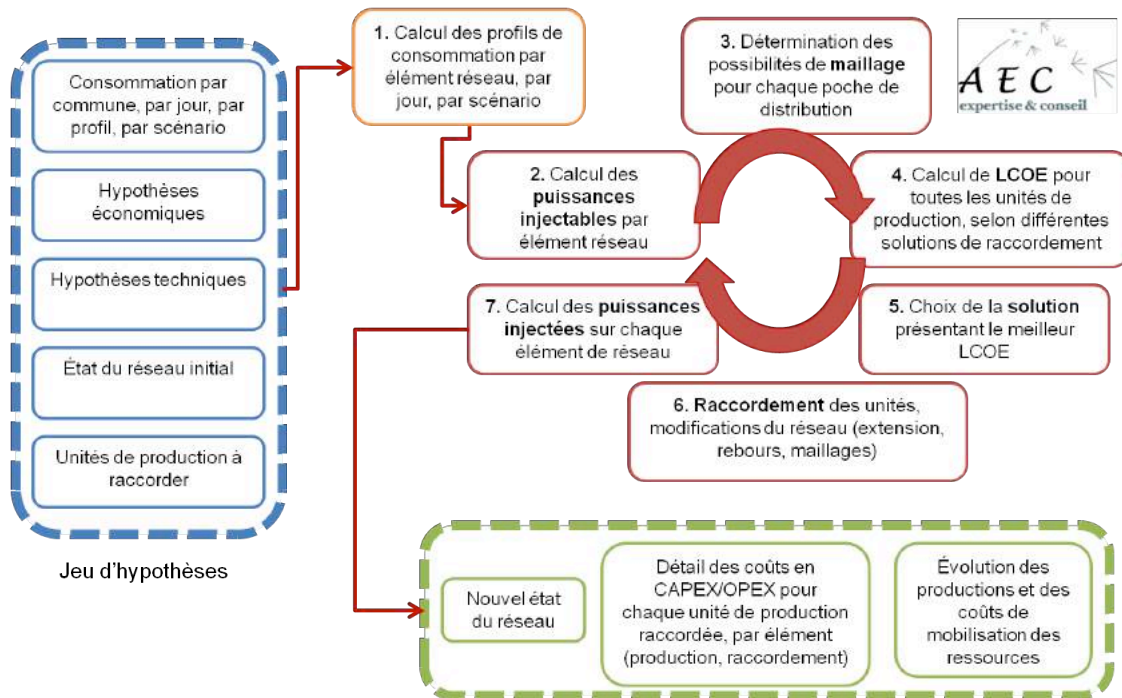
Elle repose sur une modélisation au pas journalier du système gazier sur chacun des quatre départements, pour chaque maille d'équilibre du réseau de gaz.

Pour obtenir l'état du réseau de gaz permettant le raccordement des unités de production, une approche itérative a été adoptée. À chaque étape, pour chaque unité de production restant à raccorder, quatre solutions sont jouées :

- Deux solutions de raccordement au réseau de distribution, sur les poches de desserte les plus proches ;
- Deux solutions de raccordement au réseau de transport, sur les branches de réseau de transport les plus proches.

¹⁶⁵ Même si ce n'est pas toujours le cas, cette hypothèse simplificatrice n'a aucun impact significatif sur les résultats étant donné le très faible potentiel de cette ressource.

Figure 63 : Schéma de principe de l'algorithme de raccordement. Source AEC.



Le principe de fonctionnement est visible sur la Figure 63. Partant d'un état initial du réseau pour lequel, dans chaque scénario, les consommations sont fixées pour chaque élément de réseau, on raccorde successivement les unités de production.

Connaissant les consommations sur chaque élément de réseau, on calcule les puissances injectables. On considère également toutes les possibilités de maillage pour chaque poche de réseau distribution. Le calcul des puissances injectables par élément de réseau, et les possibilités de levée de contrainte d'injection (maillage du réseau, installation de rebours) sont détaillés dans les parties 11.1.6 et 11.1.7.

On peut alors jouer les quatre solutions présentées ci-dessus, pour lesquelles on calcule le LCOE résultant de chaque solution jouée pour chaque unité de production.

On choisit alors la meilleure solution par département, que l'on applique (modification du réseau permettant le raccordement des unités et éventuellement les levées de contraintes). L'algorithme calcule alors les nouvelles puissances injectées sur chaque élément de réseau, et peut commencer une nouvelle boucle.

Une fois que toutes les unités de production sont raccordées, le modèle donne un nouvel état du réseau de gaz permettant le raccordement de toutes les unités de production du territoire.

11.1.5 Hypothèses technico-économiques

Dans le cadre de la modélisation du réseau de gaz, plusieurs hypothèses ont été retenues.

11.1.5.1 Hypothèses générales sur le réseau de gaz

11.1.5.1.1 Pertes de charge

En premier lieu, le modèle n'intègre pas la problématique des pertes de charge.

Aucune contrainte sur la longueur des canalisations n'a été retenue, en particulier en moyenne pression ; ceci en considérant que la mise en œuvre de polyéthylène exploitable en 8 bars permet le franchissement de distances importantes pour atteindre les infrastructures existantes. Au demeurant, le raccordement d'unités de production de gaz sur le réseau de distribution en utilisant une technologie PE 8 bar est techniquement possible, à condition de prévoir un poste de détente entre les réseaux exploités dans des gammes de pression différentes (MPC/MPB).

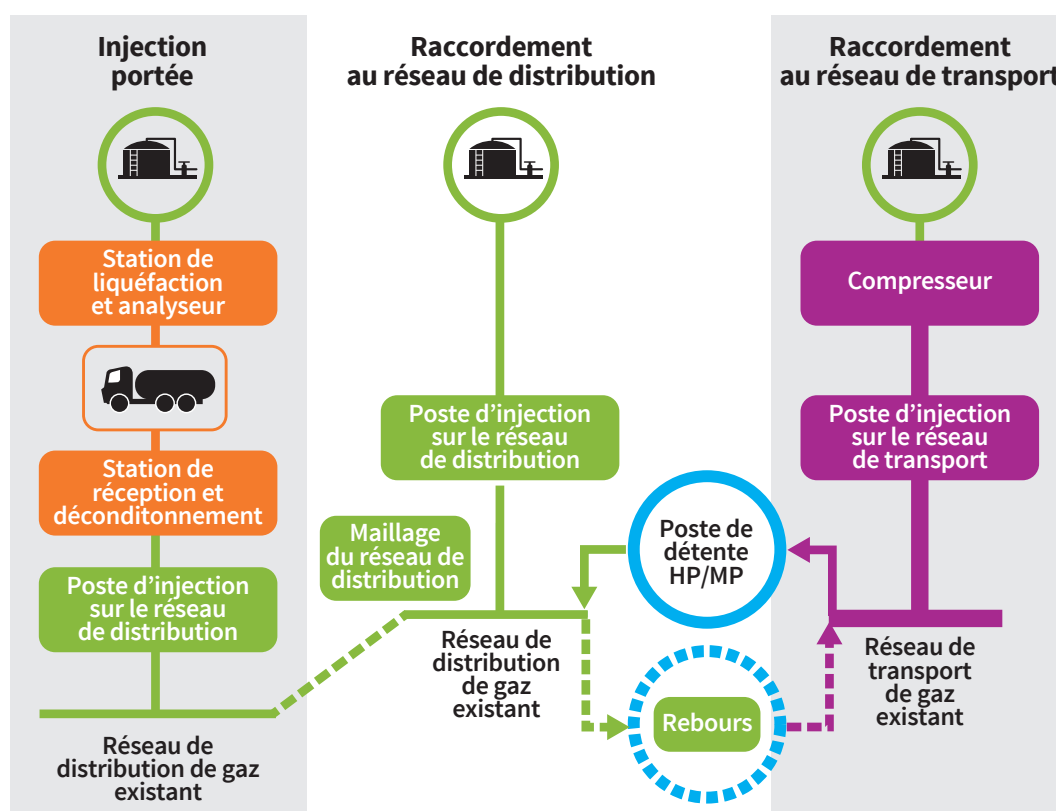
11.1.5.1.2 Calcul des longueurs

Le réseau de distribution de gaz est en général établi le long des axes routiers existants. Les calculs de distance intègrent donc un ratio pour tenir compte de la différence entre la distance à vol d'oiseau et la distance par le réseau routier. Ce ratio a été fixé à 1,2 dans tous les cas, excepté dans l'Est de la Drôme où le ratio a été fixé à 2 pour tenir compte des conditions montagneuses.

11.1.5.2 Possibilités de raccordement et de levées des contraintes d'injection sur le réseau de gaz.

Le schéma ci-dessous résume les différentes options permettant l'injection de biométhane dans le réseau de gaz (distribution ou transport) depuis les unités de production de biométhane. Les hypothèses technico-économiques relatives à chaque option sont détaillées dans les paragraphes suivants, ainsi qu'en annexe 17.21.

Figure 64 - Possibilités de raccordement et de levées de contraintes sur le réseau de gaz, vision simplifiée retenue dans le modèle. Source AEC



- Trois possibilités d'injection sont considérées, le raccordement sur le réseau de distribution, sur le réseau de transport, et l'injection portée.

Raccordement sur le réseau de distribution

Le raccordement sur le réseau de distribution existant est effectué en créant une branche de réseau de distribution depuis l'unité de production jusqu'au réseau de distribution. Le gaz étant comprimé à environ 8 bars en sorti de l'unité de méthanisation, aucun moyen de compression supplémentaire n'est à prévoir. Un poste d'injection sur le réseau de distribution doit être construit.

Raccordement sur le réseau de transport

Le raccordement sur le réseau de transport nécessite la mise en pression du gaz jusqu'à la pression de service de la canalisation de transport, et donc l'installation d'un compresseur. Le compresseur doit être dimensionné pour pouvoir comprimer le gaz jusqu'à la PMS de la canalisation de transport, afin de fonctionner dans toutes les conditions d'utilisation. Une canalisation de réseau de transport est créée entre l'unité de production et la canalisation de transport. Un poste d'injection sur le réseau de transport est également créé.

Injection portée

L'injection portée de gaz dans le réseau repose sur le conditionnement/stockage du gaz (soit par compression ou liquéfaction) au site de production, le transport routier du gaz jusqu'au réseau, la réception et le déconditionnement du gaz puis son injection dans le réseau de gaz naturel.

Les hypothèses adoptées pour qualifier cette technologie sont issues de l'étude ADEME traitant le sujet.¹⁶⁶

Aux vues des résultats présentés, la solution de liquéfaction Haute Pression, et transport par cuve mobile a été choisie comme étant la plus économiquement avantageuse. Les coûts de compression et de transport ont été interpolés à partir des résultats de l'étude.

À titre d'exemple, en considérant une installation de méthanisation ayant un débit de 200 Nm³/h, située à 30 km du point d'injection sur le réseau et produisant 17 GWh par an, on obtient 959 k€ d'investissement et 205 k€/an de frais d'exploitations. Le LCOE correspondant à l'injection portée de gaz est de 140 €/MWh (hors poste d'injection sur le réseau).

- Lorsque la puissance injectée sur un élément de réseau dépasse la puissance injectable (dont le calcul est détaillé en partie 11.1.6), il est possible d'utiliser des solutions techniques pour lever les contraintes. Deux solutions sont considérées, la création de rebours et le maillage du réseau de distribution.

¹⁶⁶ ADEME et S3D, *Étude technique, économique et environnementale sur l'injection portée de biométhane dans le réseau de gaz*, Août 2016

Rebours

Les installations de rebours permettent le passage du gaz d'un niveau de pression inférieure vers un niveau de pression supérieure. Les installations de rebours peuvent être disposées entre le réseau de distribution et le réseau de transport, ou bien entre une branche de réseau de transport et une autre branche de réseau de transport de pression supérieure.

Le coût des installations de rebours a été déterminé en supposant un investissement ne dépendant pas de la puissance installée en première approche¹⁶⁷.

Maillage du réseau

Dans le cas d'une contrainte sur le réseau de distribution de gaz, il est possible d'effectuer des maillages du réseau. Une canalisation de distribution de gaz est construite entre la maille de réseau de distribution en contrainte, et une autre maille présentant des possibilités d'injection.

Remarque générale sur les possibilités de levée des contraintes

Les solutions de raccordement sont évaluées unité de méthanisation par unité de méthanisation. Ce fonctionnement ne permet pas toujours de bénéficier des effets de mutualisation des investissements. Notamment les installations de rebours ont de la peine à trouver une rentabilité économique pour le raccordement d'une seule installation de méthanisation. Pour parer à ce biais, des simulations ont été menées en pré-positionnant des installations de rebours entre des poches de réseau de distribution et le réseau de transport. Cet investissement est ensuite réparti entre les différentes installations de méthanisation d'un même département.

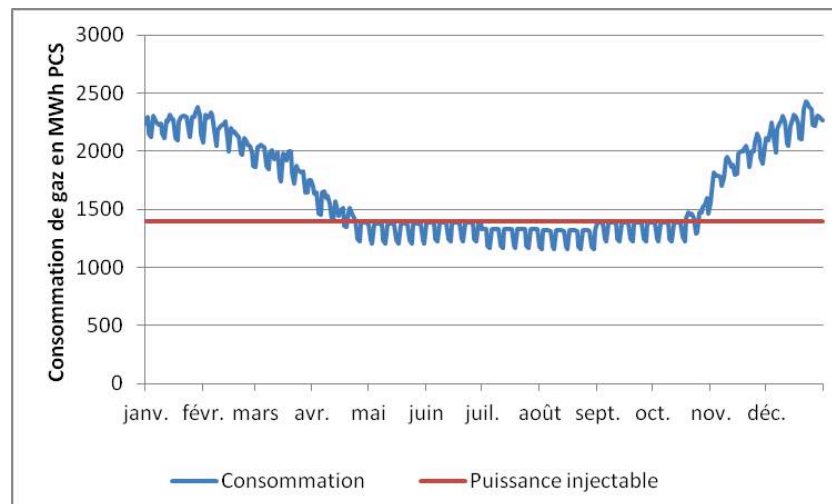
11.1.6 Détermination des puissances injectables

Le calcul des puissances injectables sur les éléments de réseau a été effectué conformément aux pratiques des gestionnaires de réseau de distribution et de transport. Il est supposé que l'exploitation d'unité de méthanisation permet une certaine flexibilité de la production, et que l'on peut supposer que 3% de la production annuelle totale est effaçable. Cette production est compensée en augmentant le débit à des périodes plus favorables pour l'injection.

¹⁶⁷ Conformément aux études sur le sujet, notamment l'étude « *Rebours du réseau de distribution vers le réseau de transport* », élaboré par le GT Injection, sous GT Rebours, effectué par GRT Gaz. L'investissement retenu est de 2,1 M€.



Figure 65 - Détermination de la puissance injectable. Source AEC.



Au-delà des niveaux de consommation, deux facteurs influent sur la puissance injectable :

- La présence d'un rebours, qui permet d'évacuer le gaz vers des canalisations de pression supérieure.
- Les producteurs déjà raccordés, qui utilisent déjà en partie la capacité d'évacuation de l'unité de réseau.

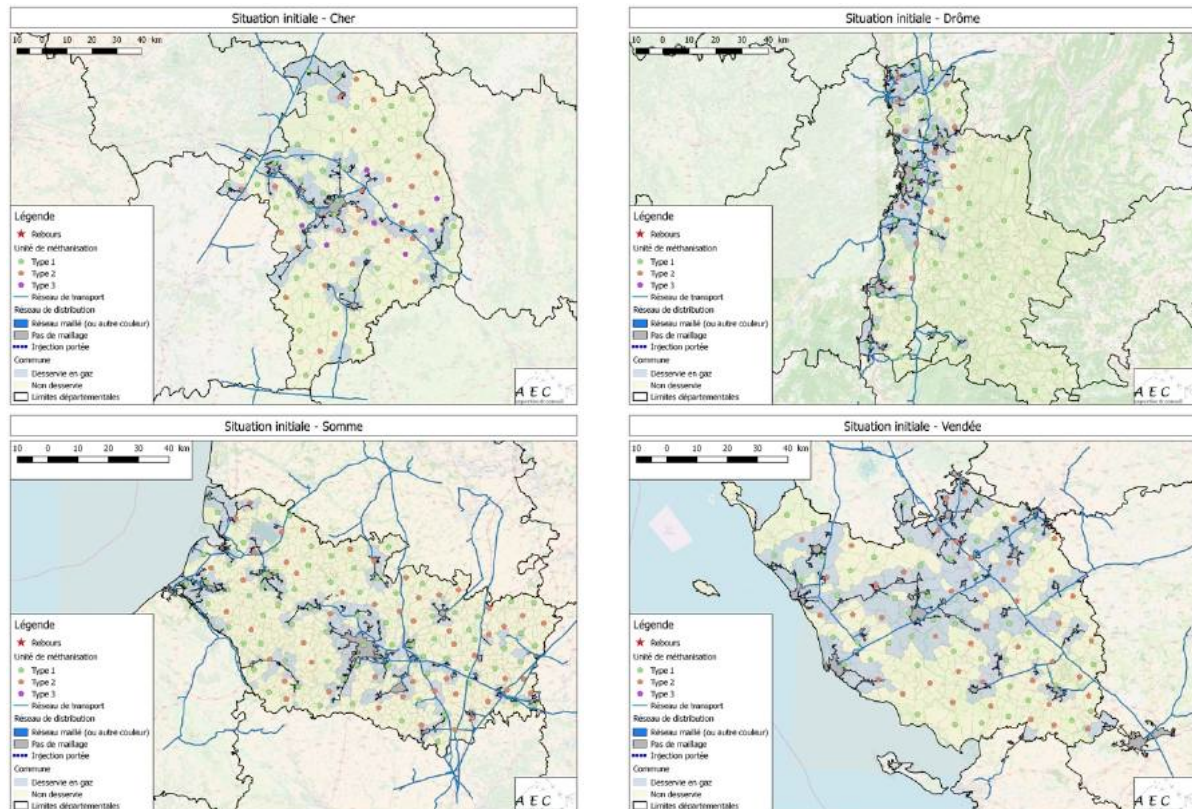
Les études territoriales ont pour cadre l'échelle départementale. Elles n'ont donc pas pour but d'aboutir à un équilibre sur le réseau de transport national. Les canalisations au plus haut niveau de pression par département ne sont donc pas considérées dans ces études.

11.1.7 Résultats

11.1.7.1 Configuration initiale

La configuration initiale du réseau de gaz dans les quatre territoires d'étude est visible ci-dessous. Pour les quatre scénarios principaux, avec pour chacun trois jeux de données climatiques différents, l'algorithme a déterminé un état du réseau permettant le raccordement des unités de production considérées.

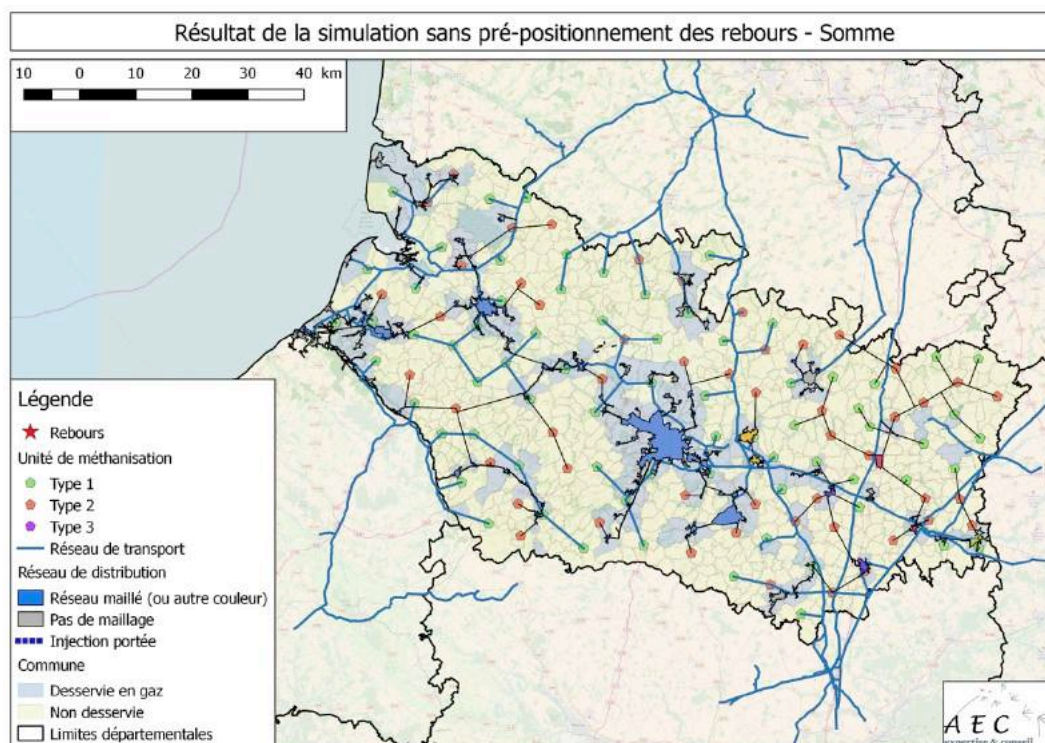
Figure 66 : Situations initiales du réseau de gaz et des installations à raccorder dans les quatre territoires d'étude. Source AEC.



11.1.7.2 Résultats avec et sans pré-positionnement des installations de rebours

Un premier essai a été mené en laissant l'algorithme gérer le raccordement des installations de production, unité par unité. Comme précisé précédemment, ce mode de fonctionnement ne permet pas forcément de détecter les possibilités de mutualisation des coûts de raccordement. Il correspond à un raccordement sans concertation des acteurs.

Figure 67 : Résultats de simulations sans pré-positionnement des unités de méthanisation. Exemple de la Somme.¹⁶⁸ Source AEC



Le raccordement des unités de méthanisation s'effectue dans un premier temps sur le réseau de distribution. Une fois que les capacités d'injection sont saturées en distribution, des canalisations de transport sont construites pour profiter des possibilités d'injection supérieures à ce niveau de pression. Dans le département de la Drôme, au vu des distances importantes liées au contexte montagneux, une solution de gaz porté couplée avec l'installation d'un rebours fait son apparition.

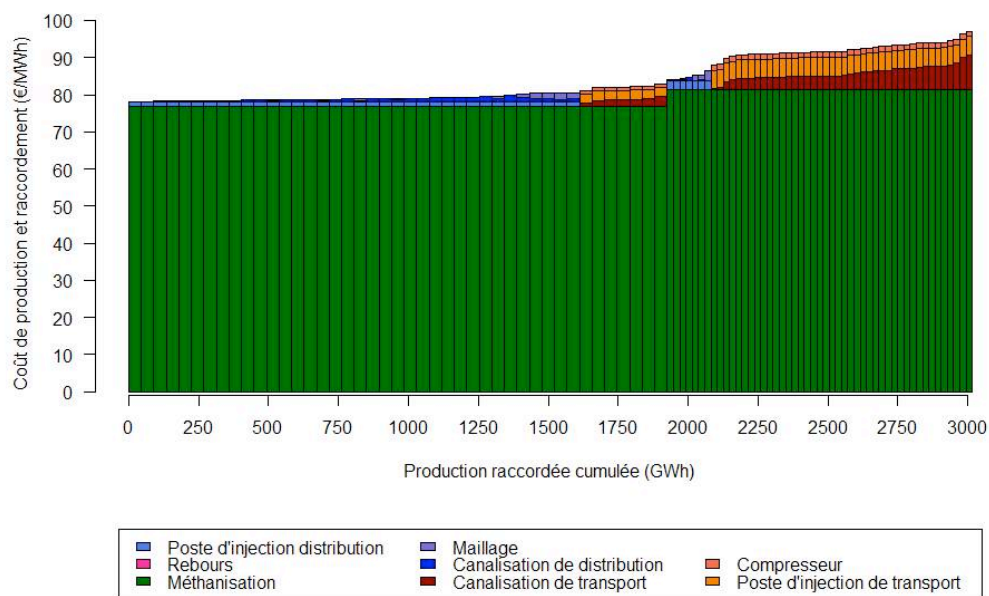
NB : Par la suite, plusieurs termes sont employés pour désigner les coûts de production et de raccordement :

- **Les coûts de production** intègrent l'intégralité des coûts nécessaires à la production de biométhane (et donc les installations d'épurations),

¹⁶⁸ Les autres résultats de simulation sont visibles en annexe 17.23.

- **Les coûts de raccordement** intègrent l'intégralité des coûts permettant l'injection du biométhane dans le réseau de gaz, depuis la sortie de l'unité de production. Sauf mention explicite du contraire, ces coûts intègrent également éventuellement une quote-part pour financer les installations de rebours. Les coûts de maillage du réseau sont également intégrés à ce coût.
- **Les coûts de production et raccordement** désignent la somme des deux coûts précédents.
- **Les coûts de raccordement hors installation de rebours** sont égaux aux coûts de raccordement, auxquels est retranchée la participation éventuelle à une installation de rebours mutualisée.

Figure 68 - Coût de production et de raccordement sur la Vendée, sans pré-positionnement de rebours.



Source AEC et Solagro

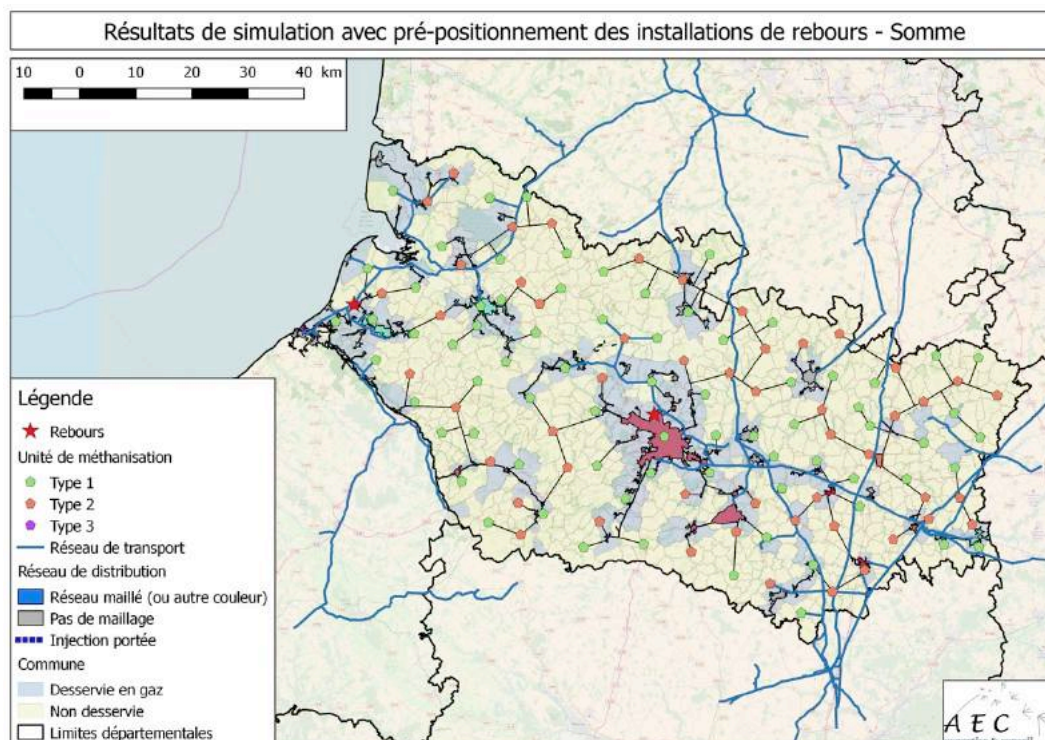
La Figure 68 présente les coûts complets de production et de raccordement du biométhane issu de méthanisation, pour l'ensemble des unités de méthanisation raccordées sur le territoire, issu de la modélisation. Les unités sont triées par coût complet de production et de raccordement croissant, l'abscisse représentant la production annuelle cumulée de ces unités.

La majorité du coût de production et de raccordement du biométhane issu de méthanisation correspond aux coûts de production du biométhane. Dès lors que le raccordement s'effectue sur le réseau de transport, notamment pour les unités de plus petite taille, la part du coût due au raccordement augmente rapidement.



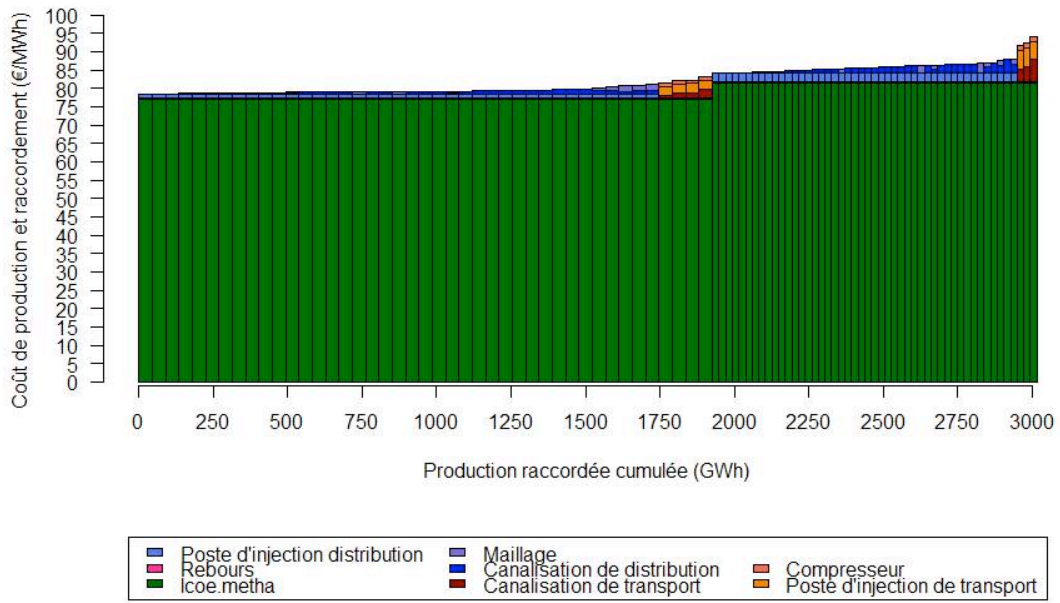
Dans un second temps, un certain nombre d'installations de rebours ont été pré-positionnées. Ces installations ont été positionnées en observant les zones sur lesquelles de longues artères de réseau de transport avaient été créées dans l'essai précédent, afin d'offrir une alternative de raccordement sur le réseau de distribution aux installations de production de biogaz.

Figure 69 Résultats de simulation avec pré-positionnement des installations de rebours. Exemple de la Somme.
Source AEC



La différence est marquée avec la simulation sans pré-positionnement des installations de rebours. Les installations de rebours permettent le raccordement de puissances importantes sur le réseau de distribution. Les extensions de grande longueur du réseau de transport sont majoritairement remplacées par des extensions du réseau de distribution.

Figure 70 - Coût de production et de raccordement en €/MWh avec pré-positionnement des rebours, sur la Vendée. Source AEC.

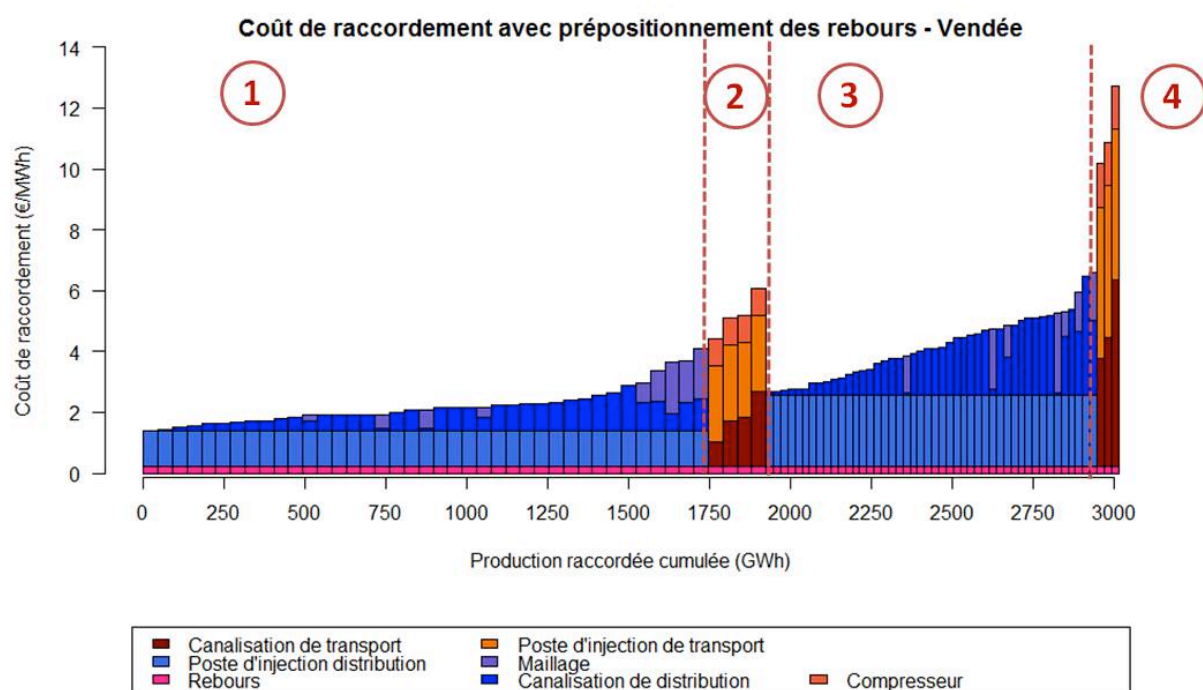


11.1.7.3 Influence des différents facteurs sur le coût de raccordement des unités de production

Cette partie se focalise uniquement sur le coût de raccordement et de levée des contraintes d'injection, en laissant de côté le coût de production. Pour cela, on se base sur le même graphique que précédemment, en triant les unités par coût de production et de raccordement du biométhane croissant, mais en ne faisant pas apparaître la part relative aux coûts de production du biométhane.

Le raccordement des unités de méthanisation laisse apparaître plusieurs paliers.

Figure 71 : Coût de raccordement avec pré-positionnement des rebours - Vendée



Dans l'exemple de la Vendée, qui reflète également le profil de la Somme, le raccordement des unités de production s'effectue en quatre temps :

- Phase 1 : Les unités présentant le coût de production hors raccordement le plus faible (unités de taille importantes) sont raccordées au réseau de distribution. Quelques opérations de maillage sont effectuées pour lever des contraintes. Le LCOE correspondant à la partie raccordement augmente lentement, de 1,3 €/MWh à 4,1 €/MWh. Les installations de rebours permettent le raccordement d'un parc de production important en distribution. Plus de la moitié de la production est raccordée dans cette configuration (57,9 % de la production du territoire).
- Phase 2 : Les unités présentant le coût de production hors raccordement le plus faible sont raccordées au réseau de transport. Ces unités sont situées à proximité

du réseau de transport. Le LCOE correspondant à la partie raccordement augmente, de 4,4€/MWh à 6,1€/MWh. Une faible partie, 5,9 %, de la production correspond à ce cas de figure.

- Phase 3 : Les unités présentant le coût de production hors raccordement le plus élevé (unités de taille plus faible) sont raccordées au réseau de distribution. Le coût de raccordement au réseau est plus faible que les unités raccordées en phase 2, mais la différence de coût de production donne l'avantage économique à ces dernières. Les coûts de raccordement s'étalent de 2,7 €/MWh à 6,5 €/MWh. Ces coûts plus importants qu'en phase 1 s'expliquent par la différence de production des unités : à coût de raccordement équivalent, une unité produisant moins de gaz aura un LCOE correspondant à la part raccordement plus important. Environ un tiers de la production est raccordée dans cette configuration (33,9 % de la production).
- Phase 4 : Les unités présentant le coût de production hors raccordement le plus élevé sont raccordées au réseau de transport. Les coûts de raccordement deviennent importants, de 10,0 €/MWh à 12,7 €/MWh. Seule 2,2 % de la production est concernée.

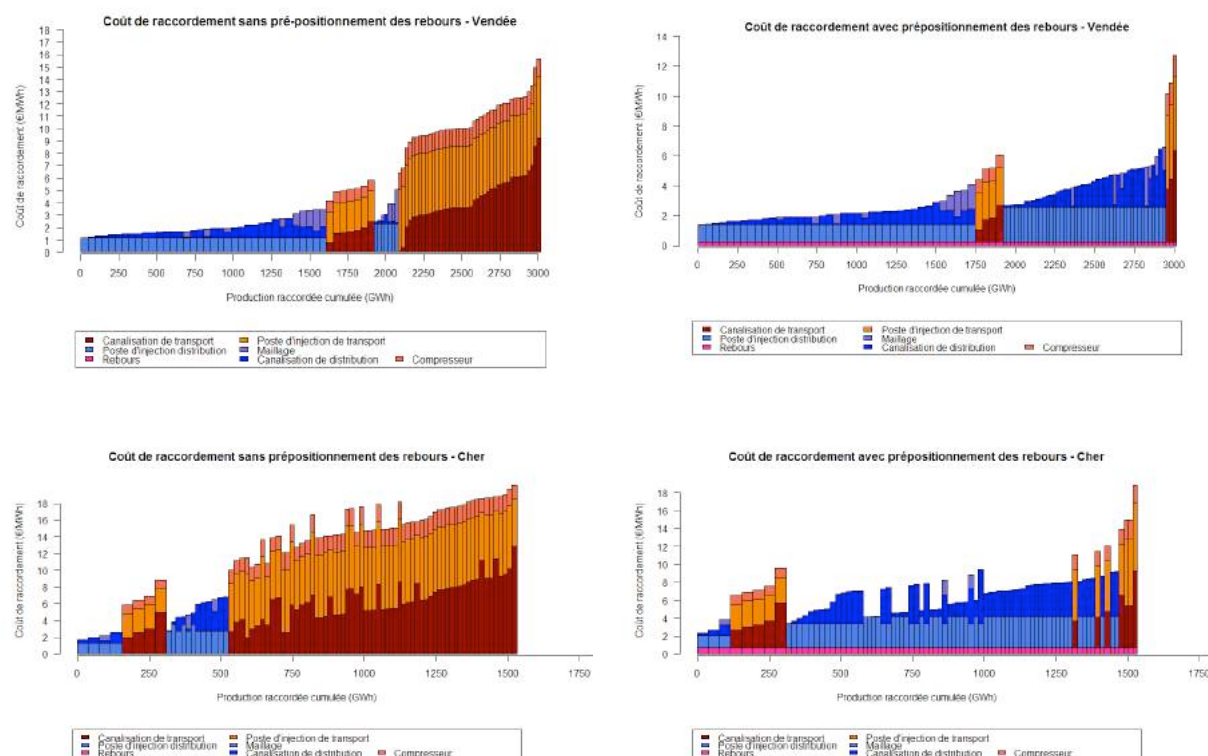
La distance de la ressource, et donc des unités de production, au réseau de gaz est donc un facteur important dans la structure de coût du raccordement des unités de production au réseau.

Le ratio entre production sur le territoire et consommation locale joue également un rôle, qui se traduit par le nombre d'installations de rebours à installer et donc par une enveloppe financière à prévoir pour équiper le territoire. Les territoires regroupant des productions importantes et des consommations importantes comme la Vendée ou la Somme ont des surcoûts de 20 c€/MWh environ. Pour des territoires avec des consommations et des productions plus faibles comme le Cher et la Drôme, ce surcoût atteint de 50 à 70 c€/MWh.



11.1.7.3.1 Intérêt du pré-positionnement des rebours

Figure 72 : Comparaison des coûts de raccordement, avec ou sans pré-positionnement des rebours



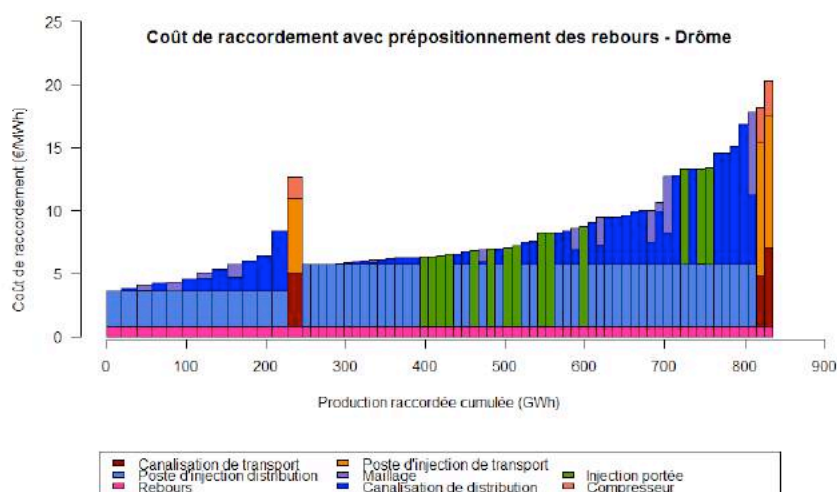
Le pré-positionnement des rebours, de manière raisonnée en identifiant les besoins de raccordement en amont des constructions de réseau, permet de diminuer les coûts de raccordement totaux de manière importante. La quote-part répartie entre toutes les installations est modérée (de 20 à 70 c€/MWh), et permet de faciliter le raccordement en distribution.

À titre d'exemple, le coût moyen pondéré de raccordement dans le Cher passe de 11,8 €/MWh sans pré-positionnement de rebours à 6,9 €/MWh grâce au pré-positionnement des rebours. Dans le cas de la Vendée, le coût de raccordement passe de 5,1 €/MWh à 3,2 €/MWh.

11.1.7.3.2 Cas particulier de la Drôme

La Drôme est le seul territoire sur lequel des solutions d'injection portée ont été choisies. Cela s'explique par les grandes distances séparant les unités de méthanisation du réseau de gaz sur l'Est du département. Le caractère montagneux du terrain accentue ce problème.

Figure 73 : Composante « raccordement » du LCOE, Drôme. Source AEC.



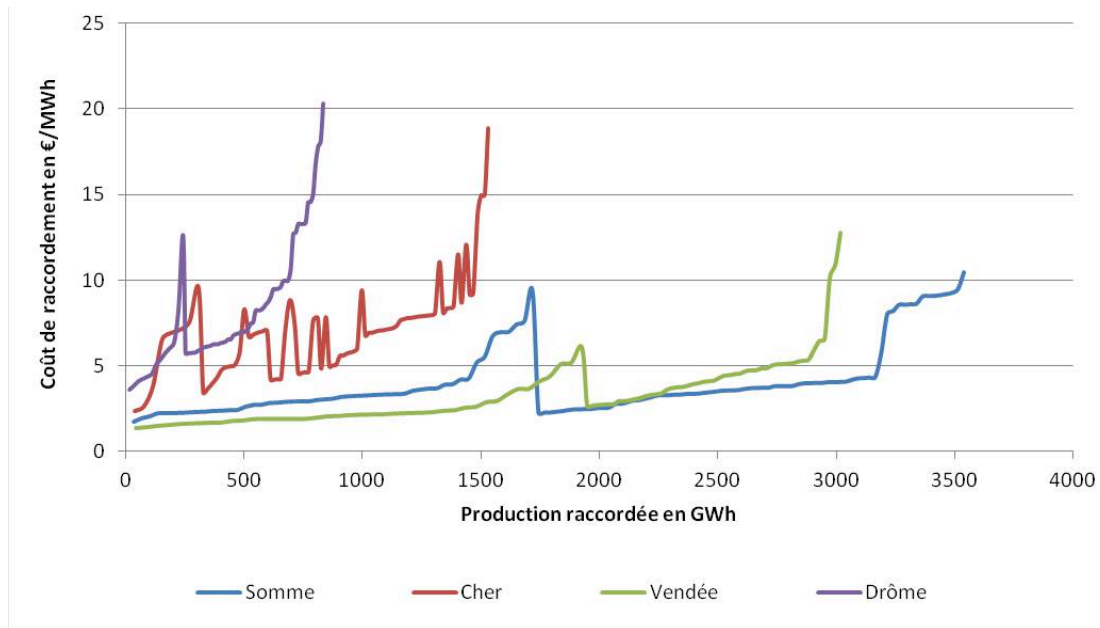
Le coût de raccordement est important sur le territoire de la Drôme, avec notamment des opérations d'injection portée assez coûteuses autour de 12 €/MWh PCS. Cependant, la mutualisation de certains coûts, notamment le poste d'injection sur le réseau de distribution, le poste de déconditionnement et la mise en place de tournées de collecte permet de diminuer le coût de raccordement des unités suivantes. Le processus ne redistribue pas les coûts de raccordement en cas de mutualisation d'équipement, ce qui explique les valeurs particulièrement faibles de coût de raccordement de certaines unités de méthanisation. En réalité, les coûts ont vocation à être partagés entre les différentes unités participant à l'opération de gaz porté.

Pour des unités de production situées à plus de 30 – 40 km du réseau de gaz, distance à partir de laquelle l'injection portée peut devenir intéressante, la composante raccordement du coût de production peut donc devenir importante.

11.1.7.3.3 Synthèse des quatre territoires

Les courbes de coût de raccordement présentent des structures similaires. Les paliers correspondant au basculement d'un type d'unité de production à un autre sont visibles, avec des augmentations de coûts de raccordement pour les derniers pourcents de production correspondant au raccordement au réseau de transport.

Figure 74 - Coût de raccordement des unités de méthanisation pour les quatre départements



Les quatre territoires laissent apparaître des typologies différentes. La Vendée et la Somme sont relativement proches, avec une lente augmentation des coûts de raccordements, et une part minoritaire des installations raccordée sur le réseau de transport plus coûteuse.

Le département de la Drôme, caractérisé par des distances de la ressource au réseau importante, voit une augmentation rapide des coûts de raccordement.

Enfin, le Cher présente une structure de coûts plus élevés, pénalisée par un nombre de rebours plus important et un réseau de gaz ne couvrant que partiellement le territoire.

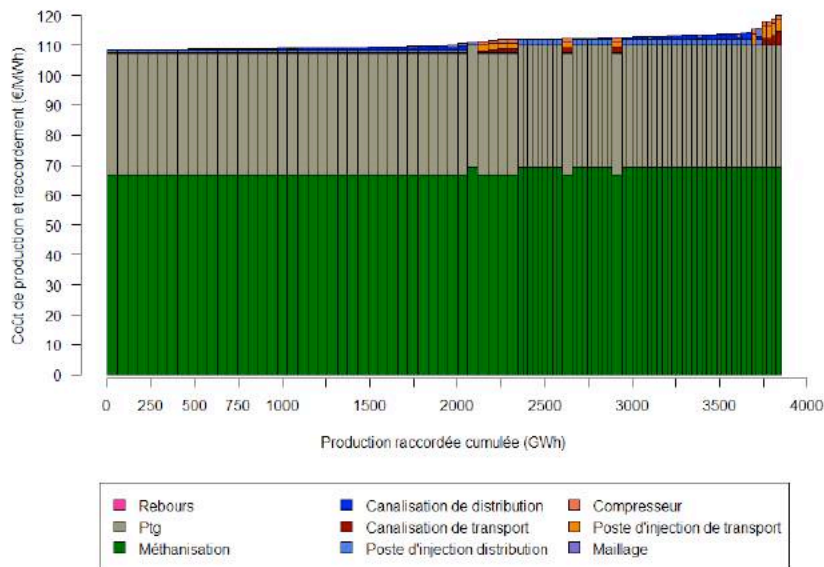
11.1.7.4 Intégration du power-to-gas

Parmi les territoires d'étude, seule la Vendée dispose d'un potentiel de production de gaz de synthèse. Comme expliqué en 3.1.3, les unités de power-to-gas sont en priorité installées sur les unités de méthanisation pour bénéficier d'un gisement de CO₂ à moindre coût, puis sur des installations de gazéification de bois ou des sites industriels, supposés raccordés au réseau de transport et sortant donc du cadre des études territoriales.

Le raccordement d'unités de production couplant méthanisation et power-to-gas a donc été simulé sur le département de Vendée. La courbe de coût de raccordement et de production est visible ci-dessous.

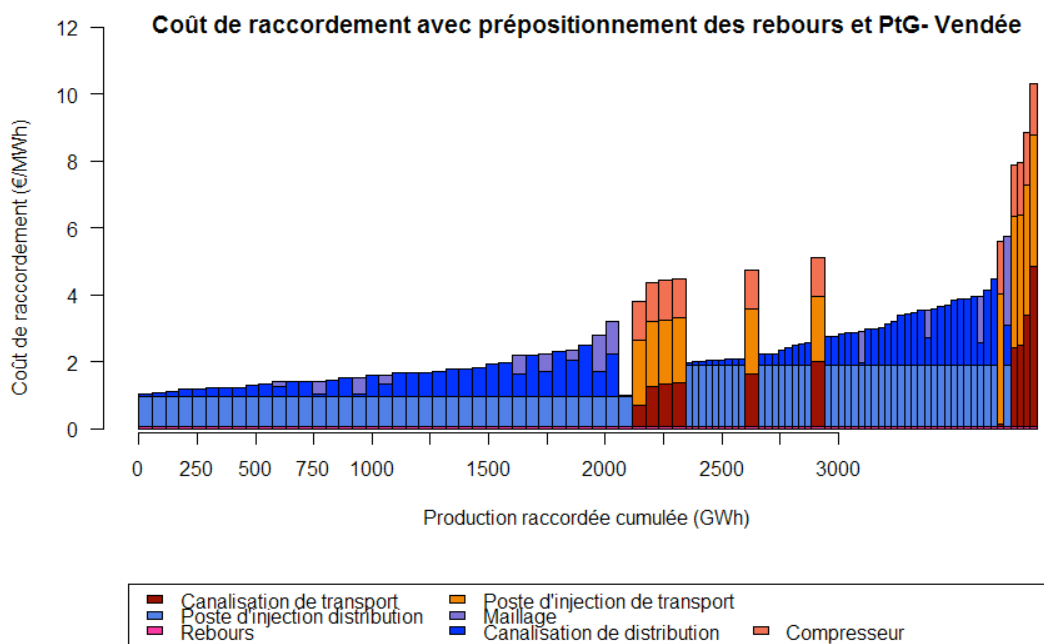


Figure 75 : Coût production et de raccordement, incluant le Power-to-gas installé sur des unités de méthanisation. Source AEC et Solagro.



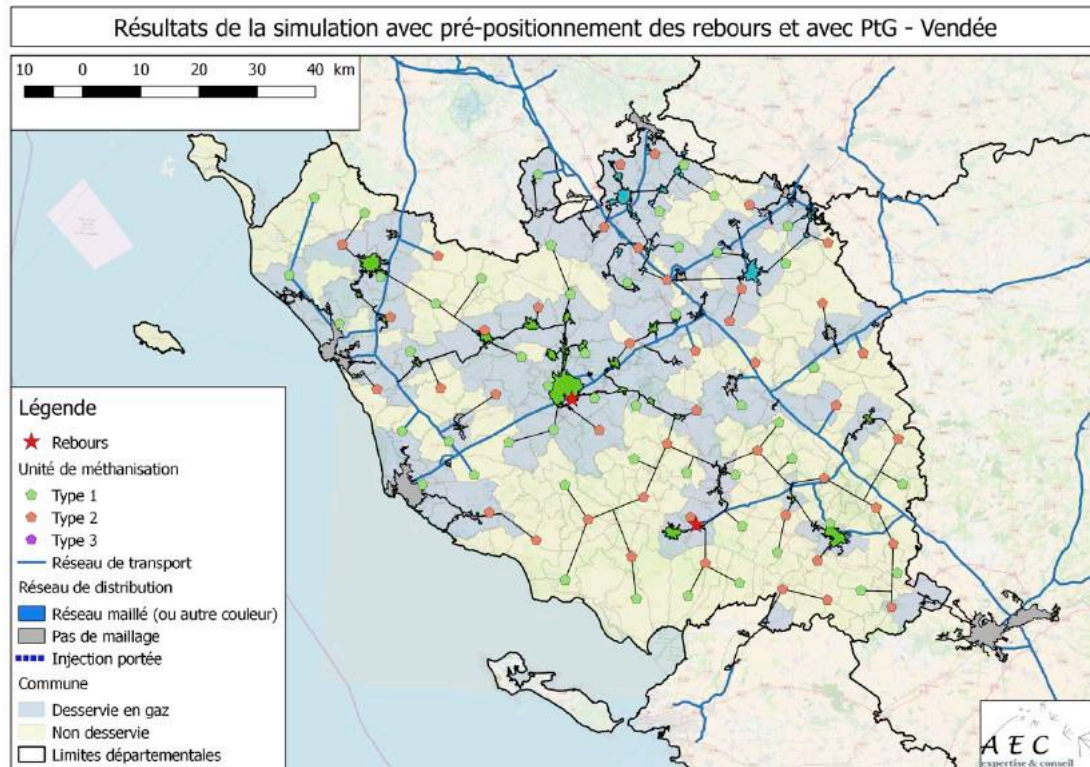
Les coûts de raccordement sont relativement faibles, et évoluent assez peu par rapport au scénario sans power-to-gas. Ceci s'explique par la structure de coût du réseau utilisé pour raccorder les unités de production. Le coût des canalisations ne varie pas dans le modèle (légèrement en réalité) en fonction du débit, et le dimensionnement des reboirs n'est pas sensible aux débits transités. Seules les installations de compression pour l'injection sur le réseau de transport dépendent du débit maximal injecté, or les raccordements au réseau de transport sont minoritaires.

Figure 76 : Coût de raccordement des unités de méthanisation et power-to-gas associés – Vendée. Source AEC.



Le coût de raccordement diminue grâce à l'intégration de power-to-gas sur le territoire de Vendée. Le coût moyen pondéré du raccordement passe de 3,2 €/MWh sans power-to-gas à 2,6 €/MWh avec intégration de power-to-gas. Pour des raisons de simplicité, et de manière conservatrice, on suppose le coût de raccordement égal avec ou sans power-to-gas.

Figure 77 : Résultat de simulation, Vendée avec power-to-gas. Source AEC.

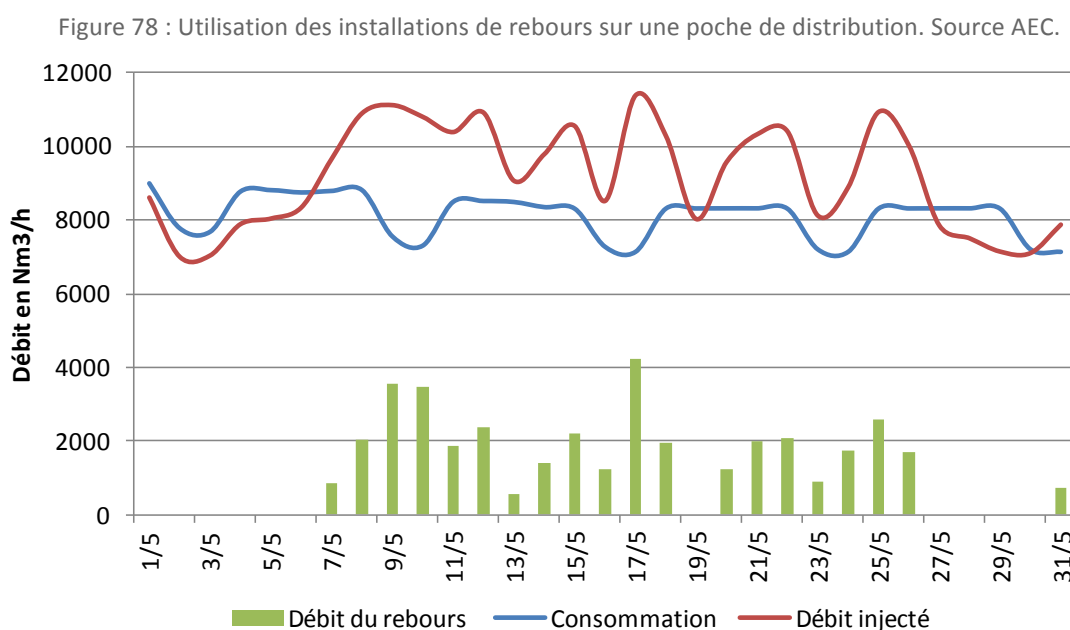


Ceci s'explique par le fait que le coût des installations de raccordement est assez peu sensible au débit injecté, notamment grâce aux installations de rebours. Ces dernières nécessitent un investissement important, qui varie assez peu en fonction de la taille de l'installation. L'utilisation au maximum de ces moyens de rebours permet donc de lisser leur effet sur la structure de coût. Le nombre de maillage créé par l'algorithme est assez important, pour profiter au mieux des capacités de rebours (environ dix maillages par département dans les simulations).



11.1.7.5 Utilisation des installations de rebours

La figure ci-dessous montre les débits de consommation et d'injection de gaz sur le réseau de distribution coloré en vert sur la carte précédente, au cours du mois de mai. On peut notamment observer l'utilisation du rebours, qui fonctionne 20 jours sur 31 au cours de ce mois. Sur l'année, dans ce scénario, le rebours fonctionne 155 jours, pour un débit maximal de 4 600 Nm³/h compatible avec les débits à l'étude pour de telles installations. La pression amont est celle du réseau de distribution à priori à 4 ou 8 bars, la pression aval est la pression d'exploitation du réseau de transport pouvant atteindre jusqu'à 67,7 bars.



11.2 Modélisation nationale

Suite à ce premier travail fin à l'échelle territoriale, l'étude s'étend au système gazier national dans son ensemble. Les coûts de raccordement des unités de production de biométhane sont dans un premier temps considérés, puis dans un second temps l'équilibre du système gazier national est étudié.

11.2.1 Calcul des coûts de raccordement au réseau

Les coûts de raccordement des unités de production (méthanisation et power-to-gas associé) au réseau ont été calculés lors des études territoriales sur quatre départements types. L'objet du travail est de projeter les résultats obtenus en étude territoriale sur l'ensemble des départements français.

Deux types d'installations sont à considérer, comme vu lors des études territoriales :

- a) Les unités pouvant être raccordées sur le réseau de distribution, ou le réseau de transport selon les situations. Dans le cadre de l'étude, avec les hypothèses prises, il s'agit :
 - des unités de méthanisation,
 - Des unités de power-to-gas associées à des unités de méthanisation.

Les coûts de raccordement pour ces unités sont calculés à partir des résultats des études territoriales.

- b) Les unités de production qui sont raccordées au réseau de transport, et qui n'ont pas été étudiées en étude territoriale (faute d'enjeux sur le réseau de distribution). Dans le cadre de l'étude, avec les hypothèses prises, il s'agit :
 - des unités de gazéification du bois,
 - des unités de power-to-gas associées à des unités de gazéification du bois,
 - des unités de méthanation

Les coûts de raccordement pour ces unités sont calculés en faisant des hypothèses de raccordement type au réseau de transport.

11.2.1.1 Calcul des coûts de raccordement des unités de méthanisation et des unités de power-to-gas associées

Les études territoriales ont fait ressortir des coûts de raccordement des unités de méthanisation, et des unités de power-to-gas associées différenciés selon les départements.

Les coûts de raccordement des scénarios avec ou sans power-to-gas sont proches. L'effet de volume de production des unités de power-to-gas compense les coûts supplémentaires de raccordement. On suppose donc que le coût de raccordement ne dépend pas de la présence d'installations de power-to-gas associées à des unités de méthanisation sur le département, comme montré en partie 11.1.7.4.

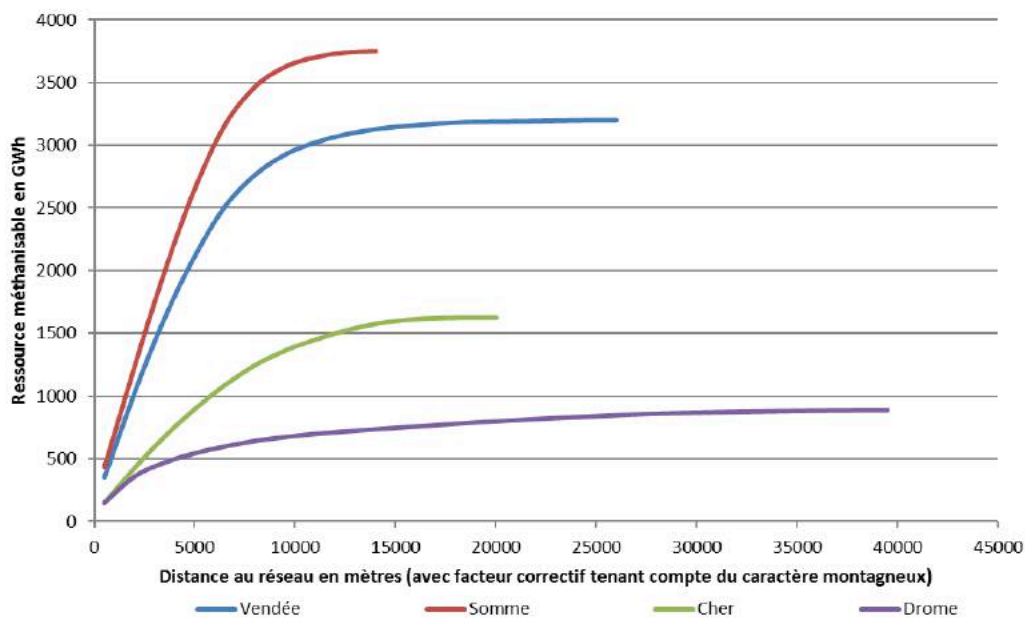
Ce coût de raccordement doit intégrer également un coût forfaitaire par installation pour financer les installations de rebours sur le département. Ce coût dépend du profil de consommation et de production du territoire, et sera donc calculé indépendamment

pour chaque département. Le profil de consommation et de production du territoire dépend du choix de la valorisation du biogaz produit, injection sur le réseau ou cogénération. Le calcul du coût des rebours est donc effectué suite au choix de valorisation du biogaz.

Une méthode d'extrapolation des coûts de raccordement à partir des études territoriales a été utilisée. Les coûts de raccordement moyens pondérés au réseau s'échelonnent d'environ 3,0 €/MWh à 7,3€/MWh, à comparer à des coûts de production moyens de l'ordre de 80 €/MWh à 120€/MWh. Une méthode d'extrapolation relativement simple a donc été choisie, en raison des ordres de grandeur en jeu sur cette composante de coûts.

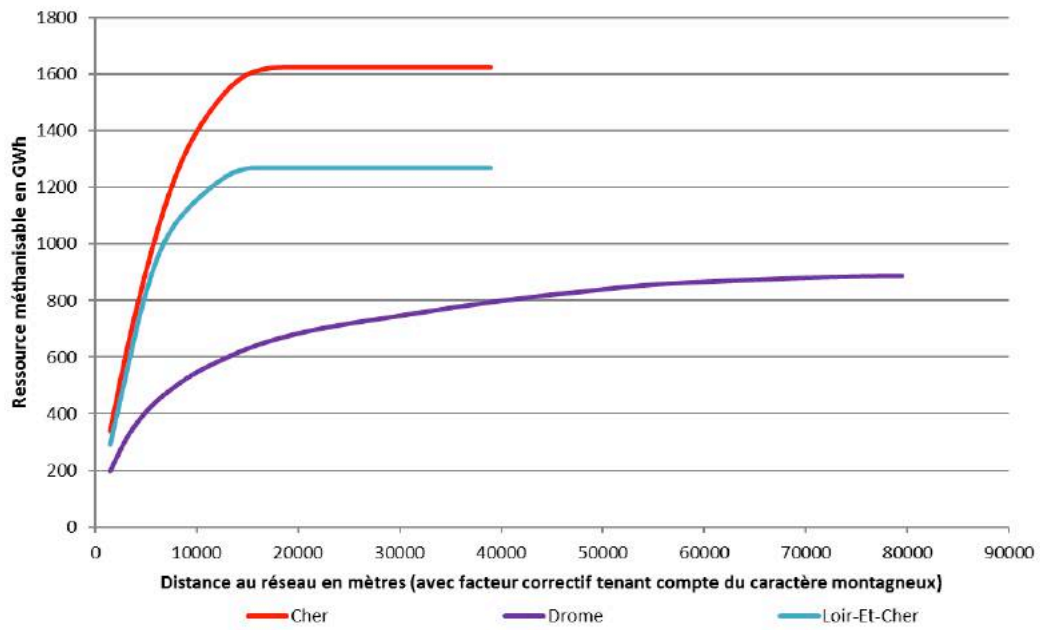
Pour associer chaque département métropolitain hors Corse à un des quatre territoires d'étude, la clé de répartition choisie est la distance de la ressource méthanisable au réseau de distribution de gaz. Pour chaque département, une courbe de distance des ressources méthanisables au réseau a été tracée :

Figure 79 - Distance des ressources méthanisables au réseau



Chaque département est associé au département type possédant la courbe de distance des ressources méthanisables la plus proche :

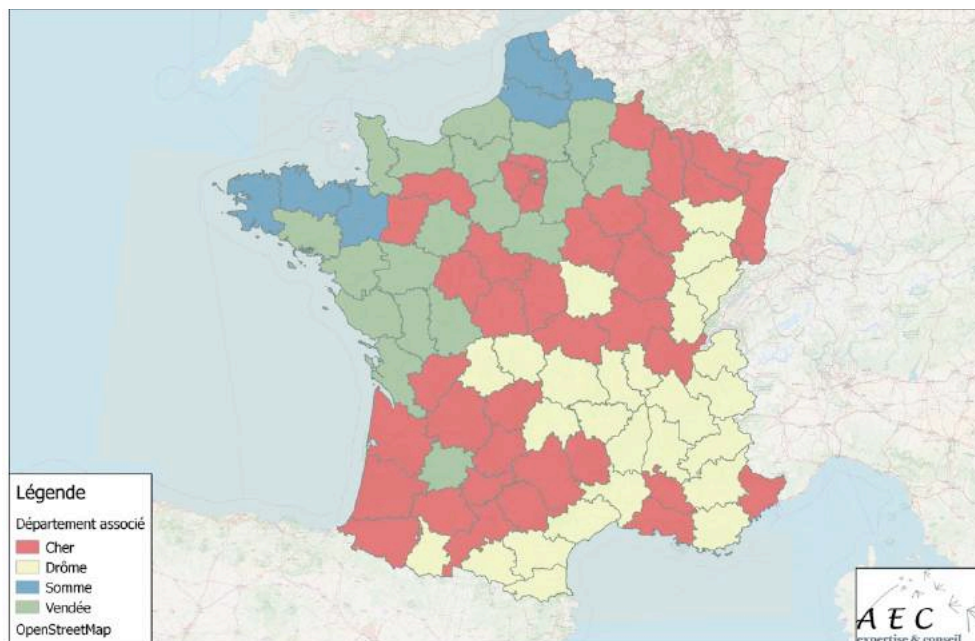
Figure 80 - Exemple d'association d'un département à un département type



Dans l'exemple ci-dessus, on associe donc le Loir-et-Cher au Cher. Au niveau national, on obtient le résultat suivant :



Figure 81 : Département type associé par département



Peu de départements sont associés à la Somme, ce qui s'explique par le fait que la Somme dispose d'une densité de ressources méthanisables très importante, située en outre à proximité du réseau. Ces caractéristiques se retrouvent uniquement en Bretagne et au Nord de la France.

11.2.1.2 Calcul des coûts de raccordement des unités au réseau de transport

Le coût de raccordement des autres unités de production au réseau de transport est calculé sur la base d'un raccordement standard d'unité type. On suppose que le raccordement se fait sur le réseau de transport, avec 700 mètres de canalisation de transport à réaliser.

Pour les unités de gazéification du bois, on suppose que les unités types ont une puissance de 11,1 MW PCS (gaz) soit 1000 m³/h de débit max, fonctionnant 7500 heures par an à débit maximal (soit 83,25 GWh PCS produit par an). Le coût de raccordement est de 2,32 €/MWh PCS. Ce coût faible s'explique par la puissance importante de l'installation de gazéification, qui permet de baisser les coûts ramenés à l'énergie produite.

Pour les unités de power-to-gas, on suppose que les unités types ont une puissance de 30 MW PCS (gaz), soit 2700 m³/h au maximum. Le taux de charge des installations dépend cependant des départements et des scénarios, si bien que le coût de raccordement dépend lui aussi du département et du scénario.

On calcule donc le coût de raccordement d'une unité de power-to-gas raccordée directement sur le réseau de transport par scénario en utilisant le facteur de charge moyen pondéré national par département :

Tableau 37 : Coût moyen de raccordement d'une unité de Power-to-gas raccordée directement sur le réseau de transport, par scénario

Scénario	Taux de charge moyen	Coût de raccordement moyen (€/MWh)
1	40,7%	2,26
2	40,4%	2,28
3	44,3%	2,08
4	38,9%	2,36

Au vu des faibles différences observées, notamment avec le coût de raccordement des unités de gazéification, un coût unique moyen de raccordement au réseau de transport est adopté, à **2,30 €/MWh**.

11.2.2 Choix de valorisation du biogaz produit : injection ou cogénération

L'intégralité du biogaz produit par les installations de méthanisation n'est pas injectée sur le réseau de gaz. Une partie du biogaz produit est valorisée dans des unités de cogénération. Plusieurs critères peuvent influencer le fait qu'une unité donnée fonctionne en injection ou en cogénération :

1. Coûts de raccordement au réseau de gaz (optimisation du système gazier)
2. Possibilité de valoriser localement de la chaleur
3. Intérêt local de la production d'électricité (optimisation du système électrique)

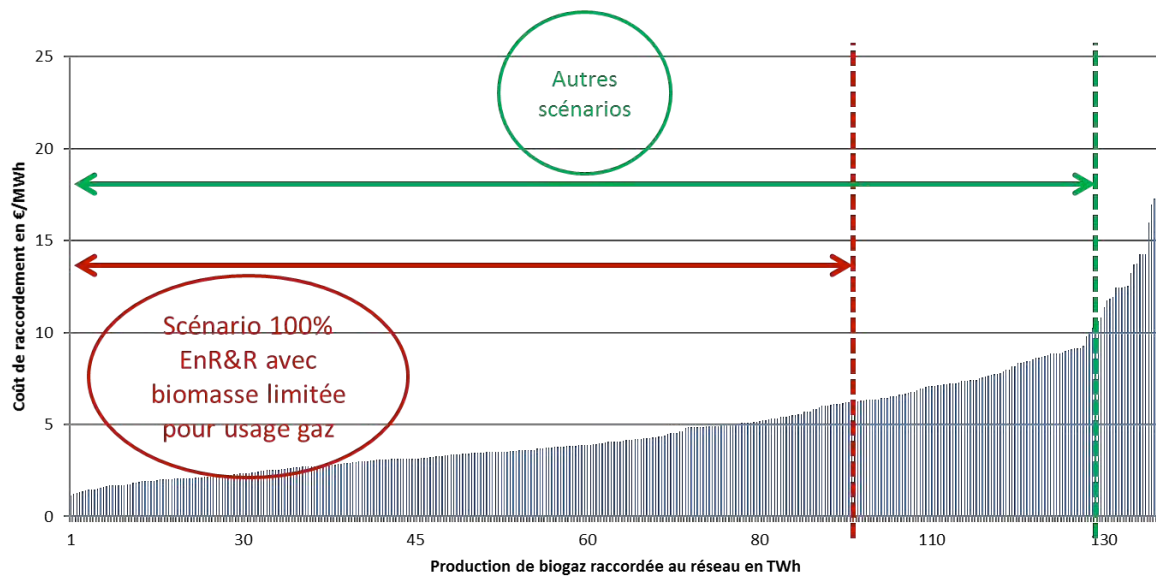
Les critères 2 et 3 sont difficilement caractérisables. Par défaut, le critère 1 est donc retenu : les unités valorisant le biogaz en cogénération sont celles qui ont les coûts de raccordement au réseau de gaz les plus importants¹⁶⁹.

À partir des calculs de coût de raccordement au réseau calculés pour tous les départements, les coûts de raccordement hors rebours sur l'intégralité du territoire peuvent être modélisés :

¹⁶⁹ L'impact sur les résultats globaux est néanmoins très limité étant donné que :

- La part retirée (cogénération) est très faible, moins de 15%
- Les coûts de raccordement restent très minoritaires dans les coûts globaux (voir partie 12.1)

Figure 82 - Coût de raccordement des unités de méthanisation hors rebours en €/MWh. Source AEC.



Sur les 140,2 TWh PCS de biométhane produit par les unités de méthanisation, la valorisation en injection sur le réseau vaut :

- 99,6 TWh PCS pour le scénario « 100% EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz »,
- 128,2 TWh PCS pour les autres scénarios.

Ce choix implique une modification des courbes de coût de raccordement des unités de méthanisation en fonction des scénarios et des départements, les unités les plus coûteuses à raccorder étant supposées valoriser le biogaz produit en cogénération.



Figure 83 - Évolution des coûts de raccordement – hors rebours : courbe type du Cher de base, dans les scénarios « 100% EnR&R », « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute » et « 75% EnR&R » puis dans le scénario « 100% EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz ». Source AEC.

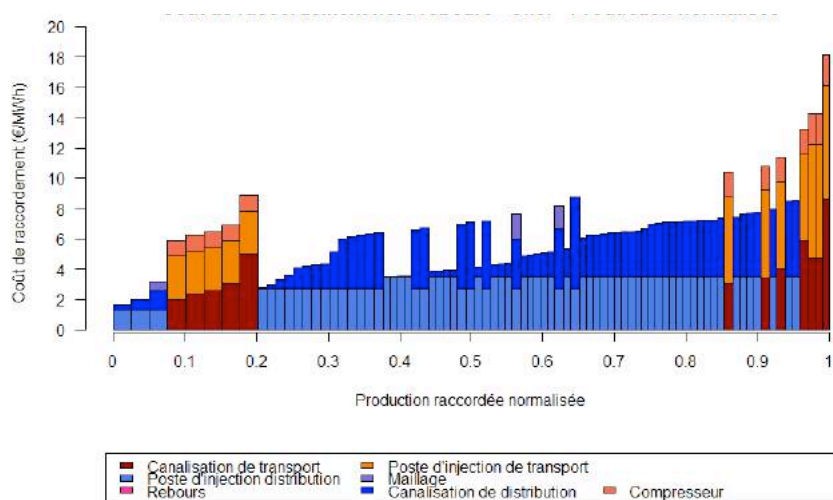


Figure 84 - Évolution des coûts de raccordement – hors rebours : courbe type du Cher dans les scénarios « 100% EnR&R », « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute » et « 75% EnR&R ». Source AEC.

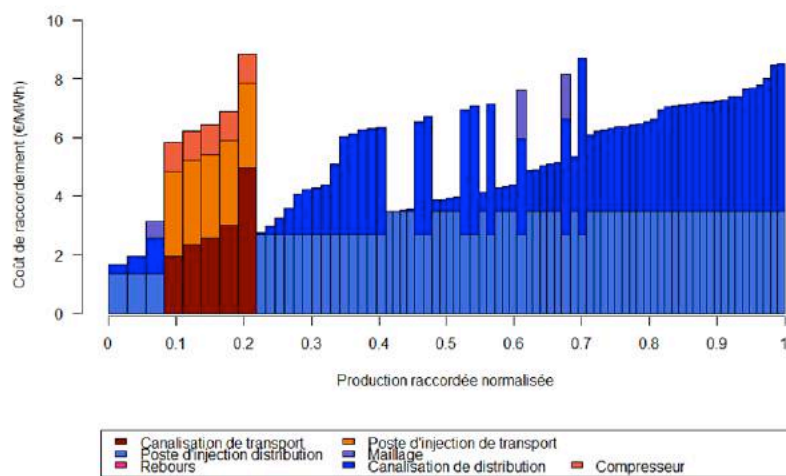
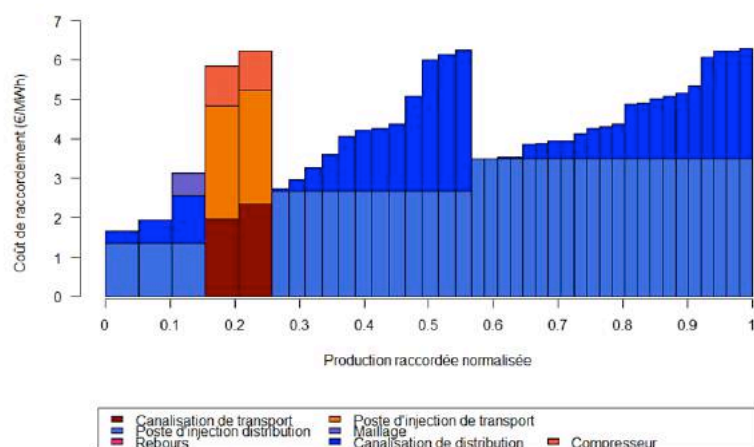


Figure 85 - Évolution des coûts de raccordement – hors rebours : courbe type du Cher dans le scénario « 100% EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz ». Source AEC.



La sélection des unités de production les plus favorables à l'injection réduit le coût moyen de raccordement :

Figure 86 : Coût de raccordement moyen pondéré en €/MWh selon les scénarios.

Département type	Coût de raccordement moyen pondéré en €/MWh		
	Sans sélection	« 100% EnR&R », « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute » et « 75% EnR&R »	« 100% EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz »
18 – Cher	6,3	5,7	4,3
26 – Drôme	7,3	5,6	4,8
80 – Somme	3,8	3,7	3,0
85 – Vendée	3,0	2,8	2,8

Les départements du type de la Drôme sont les départements dans lesquels le plus d'unités seront raccordées en cogénération. Ceci s'explique par des coûts de raccordement plus élevés sur les départements du type de la Drôme, notamment du fait des raccordements en injection portée.

Point d'attention sur le power-to-gas : ici on suppose que toutes les unités de méthanisation dépassant un certain coût de raccordement sont en cogénération. Or, certaines de ces unités auraient pu être couplées à des unités de power-to-gas. Dans l'étude, étant donné que ces unités de méthanisation ne sont pas raccordées au réseau de gaz, on ne peut pas leur adjoindre une unité de power-to-gas. Les unités de power-to-gas sont donc associées à des unités de gazéification de bois, ou à des installations industrielles avec un coût du CO₂ plus important. Un arbitrage entre le coût du CO₂ et le coût de raccordement pourrait être effectué pour affiner ce résultat.

11.2.3 Profils de production et consommation par département et dimensionnement des rebours

Le profil de production par département comprend toutes les unités injectant sur le réseau de gaz (distribution et transport), en excluant les unités en cogénération. Les profils de productions des unités sont supposés :

- Constants sur l'année pour les unités de méthanisation, de méthanation et de gazéification,
- Variables pour les unités de power-to-gas.

Les études territoriales ont montré qu'un nombre limité d'installations de rebours entre le réseau de distribution et le réseau de transport par département suffit à diminuer les coûts moyens de raccordement pour les producteurs de biogaz. Le nombre d'installations de rebours à installer dépend principalement des profils de consommation et de production de gaz au niveau du réseau de distribution de chaque département.

Figure 87 - Profil de consommation et de production journalier en distribution, département du Cher, scénario « 100% EnR&R » à climat normal.

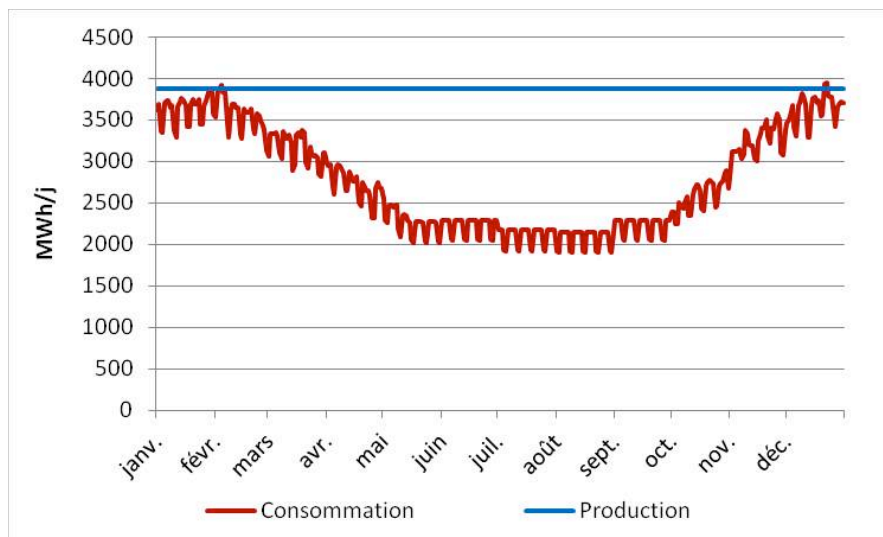
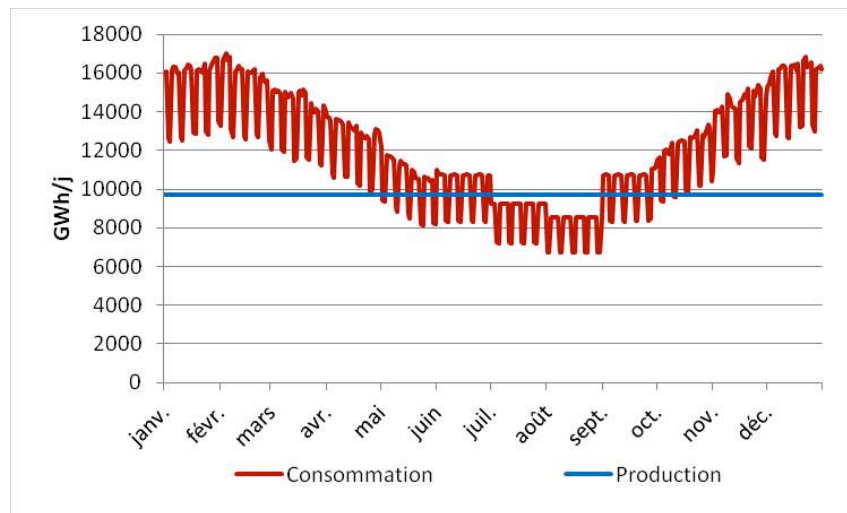


Figure 88 - Profil de consommation et de production journalier en distribution, département de la Somme, scénario « 100% EnR&R » à climat normal.

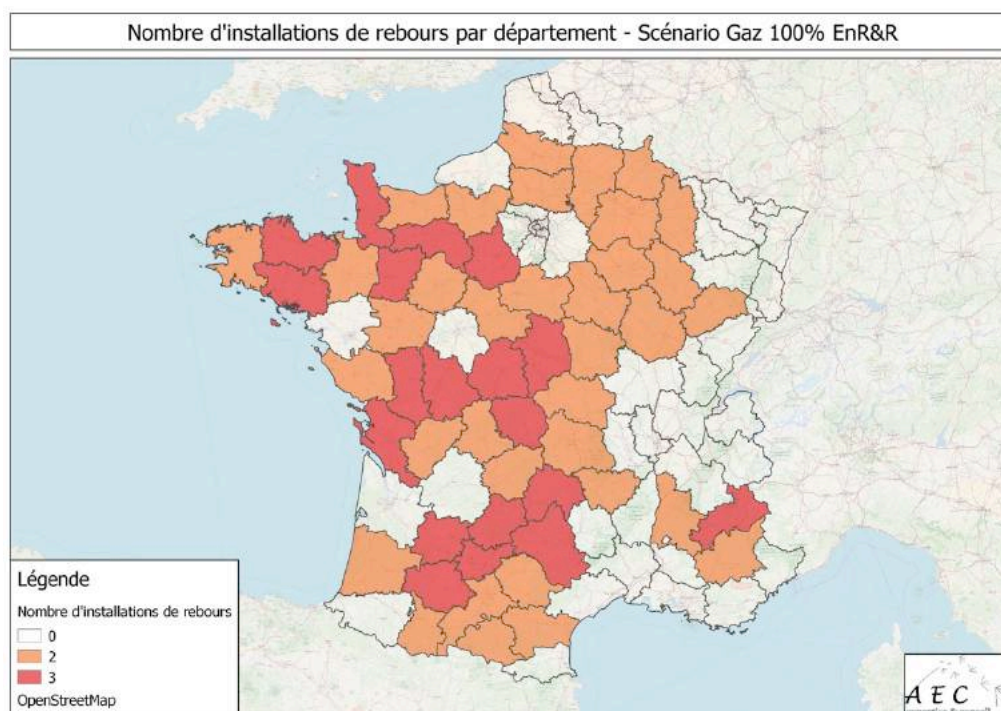


Les hypothèses suivantes ont été appliquées :

- Si la production ne dépasse jamais la consommation, aucune installation de rebours n'est nécessaire sur le département. En réalité, des contraintes peuvent apparaître à une échelle infra-départementale, avec des zones contraintes en injection sans que le bilan départemental ne laisse apparaître de dépassement de la production par rapport à la consommation. Cependant, ce cas apparaît majoritairement sur les départements largement déficitaires en production, qui pourront absorber la production de gaz sans installation de rebours.
- Si la production dépasse la consommation moins de 320 jours par an, 2 installations de rebours doivent être installées. Cette clé a été choisie par analogie avec ce qui a été observé sur la Vendée et la Somme départements équipés chacun de 2 installations de rebours. On ne considère pas l'installation d'un seul rebours, les contraintes ayant peu de chances d'apparaître uniquement dans une partie du département.
- Si la production dépasse la consommation plus de 320 jours par an, 3 installations de rebours doivent être installées. Cette clé a été choisie par analogie avec ce qui a été observé sur le Cher, département équipé de 3 installations de rebours. Trois installations de rebours suffisent a priori à couvrir géographiquement tout le département.



Figure 89 : Nombre d'installations de rebours installées par département

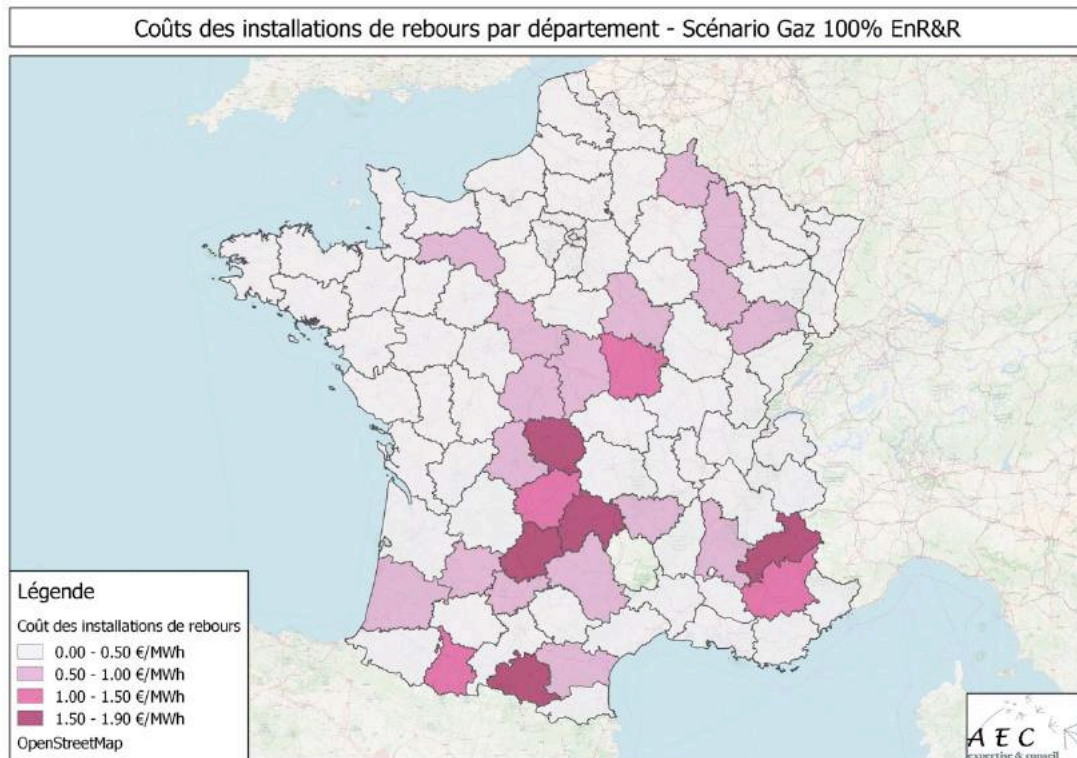


Connaissant le nombre d'installation de rebours par département, et la production de biogaz par les unités de méthanisation et unités de power-to-gas associées, on peut donc calculer le coût payé par les producteurs au titre de la participation à la création des installations de rebours sur le département.

Au total, 125 installations de rebours sont installées environ dans tous les scénarios, 95 pour le scénario « 75% EnR&R ». Ce chiffre est relativement faible et pourrait être plus élevé en réalité. La décision d'installation d'un rebours se fait au cas par cas, en fonction de l'adéquation entre la consommation et la production à échelle infra-départementale.



Figure 90 : Coût des installations de rebours par département - Scénario « 100% EnR&R ». Source AEC.



Ce coût de rebours **est uniquement appliqué aux installations de méthanisation et aux installations de power-to-gas associées**. Il s'agit ici d'un parti pris de calcul, plusieurs modalités étant possibles, parmi lesquelles :

- Participation des installations de production se raccordant au réseau de distribution, avec le risque de rendre moins compétitive cette solution ;
- Participation de toutes les installations de production injectant sur le réseau de gaz à partir d'une certaine puissance (transport et distribution), à la manière de la quote-part applicables dans le scénario "100%EnR&R avec biomasse limitée pour les usages gaz".

Dans tous les cas, l'étude n'a pas pour objet de définir la répartition des coûts entre les différents acteurs du système gazier, mais uniquement d'identifier l'ensemble de ces coûts, nous travaillons donc à partir de ce parti pris de calcul.

Le Tableau 38 présente les coûts associés aux rebours.



Tableau 38 - Impact des installations de rebours sur le coût moyen pondéré du gaz renouvelable

Scénario	Coût moyen pondéré des installations de rebours pour les installations injectant sur le réseau de distribution (€/MWh)	Coût moyen pondéré des installations de rebours rapporté à l'ensemble de la production de gaz renouvelable (€/MWh)
100% EnR&R	0,30	0,15
100% EnR&R avec pyrogazéification haute	0,27	0,11
100% EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz	0,28	0,12
75% EnR&R	0,30	0,18

Les coûts des installations de rebours sont d'abord rapportés à la production de gaz renouvelable au niveau du réseau de distribution, puisque les installations de rebours permettent d'évacuer leur production. Le coût est assez homogène autour de 30 c€/MWh pour tous les scénarios, ce qui s'explique par une adaptation du nombre de rebours en fonction de la production au niveau du réseau de distribution.

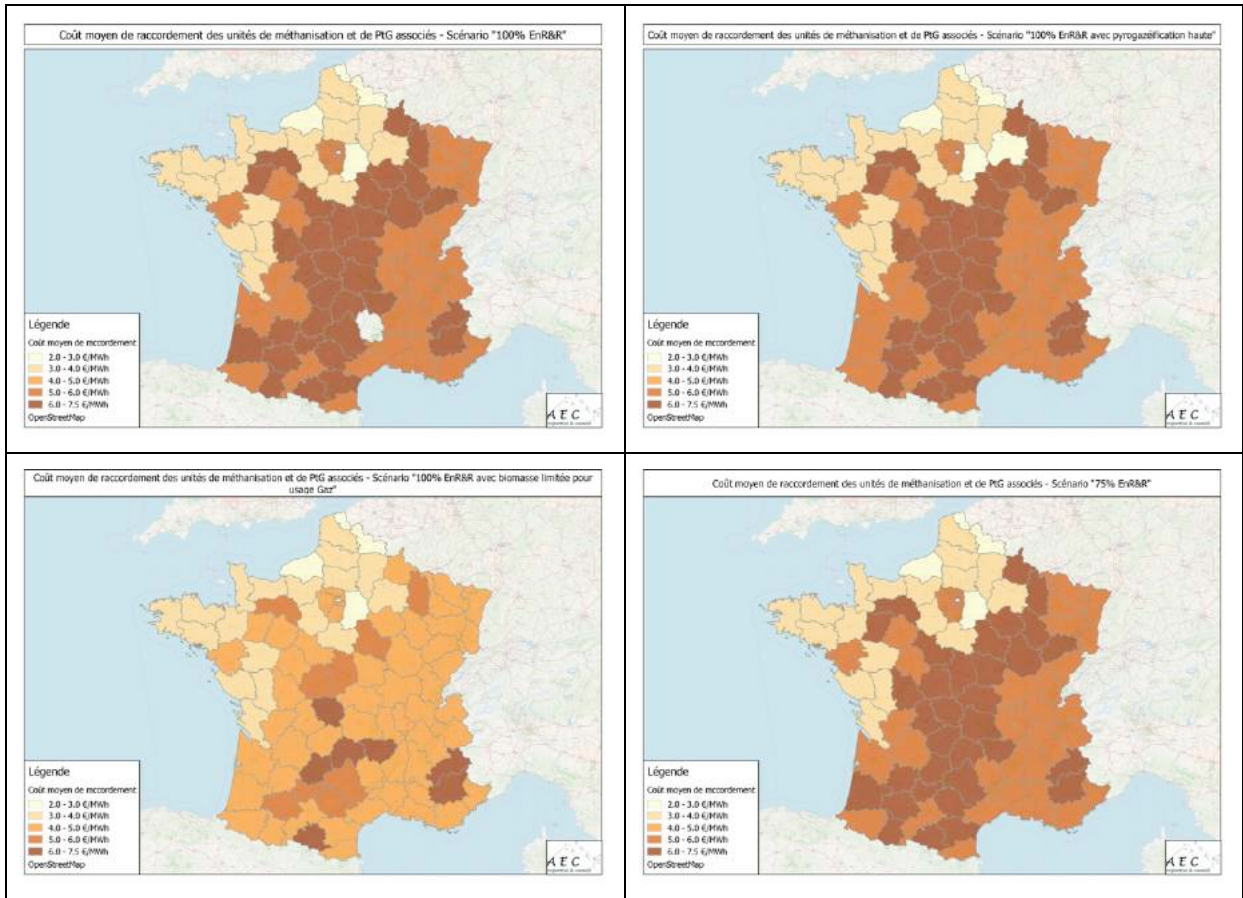
Le coût des installations de rebours rapporté à l'ensemble de la production de gaz renouvelable (excluant donc le gaz naturel dans le scénario « 75% EnR&R ») est encore plus limité, et s'explique par la répartition du parc de production entre unités de méthanisation et Power-to-gas associés (injection majoritaire sur le réseau de distribution) et les autres types de production (injection majoritaire sur le réseau de transport). Le coût moyen pondéré rapporté à l'ensemble de la production de gaz renouvelable s'échelonne de 11 c€/MWh à 18 c€/MWh, et reste donc faible au regard du coût global (voir 12.1).

11.2.4 Coûts de raccordement par scénario et par département

Les éléments précédents permettent de calculer un coût moyen de raccordement par département et par scénario, que ce soit pour les unités de méthanisation et unités de power-to-gas associés ou pour les unités raccordées de manière standard sur le réseau de transport.



Figure 91 : Coûts moyens de raccordement des unités de méthanisation et unités de power-to-gas associées, incluant le coût des rebours, par scénario et par département. Source AEC.



Le scénario « 100% EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz » présente les coûts de raccordement moyens par département les plus faibles, puisque la méthanisation est réduite. Les unités de méthanisation restantes sont, par hypothèse, placées aux endroits les moins chers, ce qui fait baisser le coût de raccordement.



Pour les unités raccordées sur le réseau de transport, un coût forfaitaire a été déterminé précédemment.

Tableau 39 : Coût de raccordement des unités de production pour chaque scénario. Source AEC.

Scénario	100% EnR&R	100% EnR&R avec Pyrogazéification haute	100% EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz	75% EnR&R
Production des unités de méthanisation et power-to-gas associées (TWh PCS)	146,8	146,8	114	145,6
Coût moyen pondéré du raccordement des unités de méthanisation et Power-to-gas associés (€/MWh)	4,7	4,7	3,8	4,7
Production des unités injectant sur le réseau de transport (TWh PCS)	150,3	220	163	105,6
Coût moyen de raccordement forfaitaire (€/MWh)	2,3	2,3	2,3	2,3
Coût moyen pondéré du raccordement pour le scénario (€/MWh)	3,5	3,3	2,9	3,7

Les différences de coûts de raccordement sont modérées entre les scénarios, du fait de la structure du raccordement déterminée en études territoriales. L'utilisation d'installations de rebours permet de s'affranchir des contraintes d'injection pour un coût réduit, dès lors que le développement de l'injection de biométhane devient suffisamment important.

Le scénario « 100% EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz » présente les coûts les plus faibles par construction, puisque les unités de méthanisation les plus coûteuses en termes de raccordement ont été supposées valoriser le biogaz en cogénération.

Le scénario « 75% EnR&R » présente les coûts de raccordement les plus élevés du fait de la structure du parc de production. Les unités de méthanisation et power-to-gas associées ont des coûts de raccordement plus élevés que les installations de production importantes sur le réseau de transport. Or le scénario « 75% EnR&R » possède un parc de production de biométhane composé majoritairement d'unités de méthanisation et Power-to-gas associées (grâce à leurs coûts de production moins élevés), ce qui explique le coût de raccordement moyen plus élevé.

11.2.5 Capacités de stockage

11.2.5.1 Capacités de stockage de gaz en France

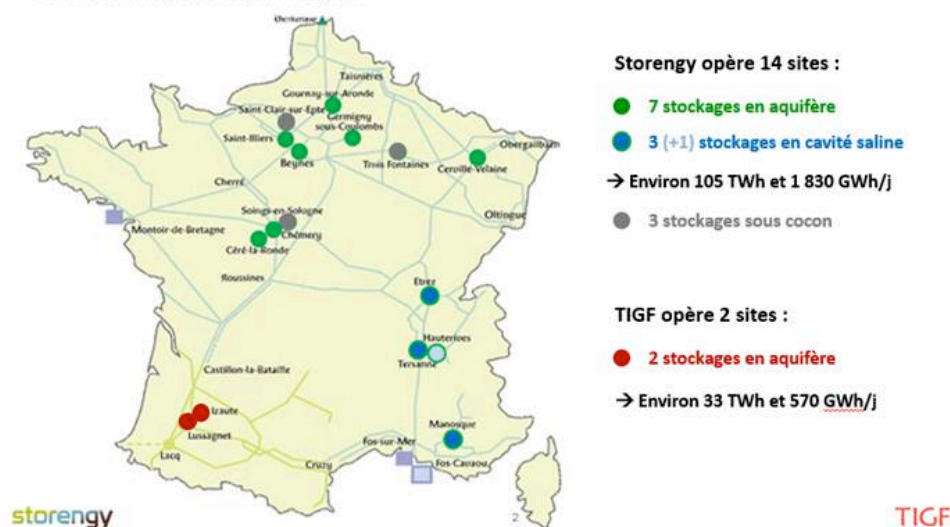
Les installations de stockage souterrain de gaz en France sont gérées par deux acteurs, Storengy et TIGF. Depuis juin 2017, l'injection de biogaz est autorisée dans les installations de stockage en France.

Figure 92 : Installations de stockage existantes. Source Storengy - TIGF

La Programmation Pluriannuelle de l’Energie fixe le périmètre des stockages souterrains nécessaires à la sécurité d’approvisionnement en gaz de la France

Décret PPE du 27 octobre 2016 (art. 9) :

sites en exploitation : 137,9 TWh en volume et 2 372,5 GWh/j en débit de soutirage de pointe
→ Ratio volume/débit égal à 58 jours



Storengy opère 10 sites en fonctionnement, et 3 sites actuellement sous cocon faute de besoin. Un nouveau site de stockage en cavité saline est en développement par Storengy à Hauterives, pour une mise en service prévisionnelle en 2019. Le site de Manosque est également développé, pour une mise en service prévisionnelle de la capacité supplémentaire entre 2019 et 2021.

TIGF opère 2 sites, à Izaute et Lussagnet. Le site de Lussagnet est en développement avec une mise en service prévisionnelle de la capacité supplémentaire en 2020.

Les capacités de soutirage peuvent être résumées ainsi :

Figure 93 : Capacités de stockages actuelles et prévues. Source : PPE

Acteur	Capacité de soutirage actuelle (GWh/j à 45% de VU)	Capacité de soutirage après développement (GWh/j à 45% de VU)	Capacité de stockage actuelle (Volume utile en TWh)	Capacité de stockage après développement (Volume utile en TWh)
Storengy	1830	2039	105	108,5
TIGF	570	656	33	34,3
Total	2400	2695	138	142,8

Les capacités d’injection depuis le réseau vers les installations de stockage sont également limitées :

Tableau 40 - Capacité d'injection des installations de stockage¹⁷⁰.

Acteur	Capacité d'injection minimale actuelle (GWh/j)	Capacité d'injection minimale après développement (GWh/j)	Capacité d'injection maximale actuelle (Débit GWh/j)	Capacité d'injection maximale actuelle après développement (Débit GWh/j)
Storengy	784	814	886	921
TIGF	410	490	527	607
Total	1194	1304	1413	1528

Les capacités minimales d'injections actuelles sont déjà d'au moins environ 1200 GWh/jour, et devraient monter jusqu'à 1300 GWh/j au moins suite aux développements prévus sur les installations de stockages.

Les capacités de stockage pourraient en outre être augmentées par la mise en service des installations actuellement sous cocon.

Deux enjeux principaux sont à considérer :

- La capacité des moyens de stockage à absorber les pointes de production et de consommation. Il s'agit donc de vérifier que le débit entrant et sortant des moyens de stockage est suffisant.
- La capacité des moyens de stockage à assumer le stockage inter-saisonnier. Il s'agit de vérifier que la capacité de stockage d'énergie est suffisante.

11.2.5.2 Vérification des capacités en débit

Pour chaque scénario, les extrema de différence entre production et consommation journalières ont été calculés :

¹⁷⁰ Source : interpolation à partir des capacités commercialisées et des types de stockage développés. Les capacités réelles peuvent être supérieures.

Tableau 41 : Besoin de soutirage et d'injection depuis et vers les stockages extrêmes par scénario

Scénario	Climat	Besoin maximal de soutirage depuis les stockages (en GWh PCS/j)	Besoin maximal d'injection dans les stockages (en GWh PCS/j)
100% EnR&R	Climat normal	1 538	838
	Hiver froid	1 990	838
	Été chaud	1 599	838
100% EnR&R avec pyrogazéification haute	Climat normal	1 672	958
	Hiver froid	2 453	958
	Été chaud	1 775	958
100% EnR&R avec biomasse limité pour usage gaz	Climat normal	1 210	835
	Hiver froid	1 644	835
	Été chaud	1 150	853
75% EnR&R	Climat normal	1 697	488
	Hiver froid	2 211	488
	Été chaud	1 746	488

Les pointes de soutirage les plus importantes apparaissent sans surprise lors des scénarios à hiver froid, avec notamment une pointe de soutirage à 2 453 GWh/j pour le scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute ». Cette pointe de soutirage reste cependant inférieure à la capacité maximale à la pointe de 2 695 GWh/j qui sera disponible suite aux développements prévus des capacités de stockage en France.

Cette pointe de consommation importante s'explique par les consommations des turbines à combustion au gaz lors des pics de froid, pour venir soutenir le réseau électrique, ainsi que des usages thermosensibles (chauffage).

Les besoins d'injection dans les stockages restent contenus, à 958 GWh/jour au maximum, à comparer aux 1 194 GWh/j d'ores et déjà commercialisés en France ou aux 1 300 GWh/j estimés disponibles à horizon 2050. Les besoins d'injection sont donc largement couverts par les installations de stockage existantes.

Pour tous les scénarios, les pointes de soutirage et d'injection depuis et vers les stockages restent donc dans les limites acceptables par les installations de stockage suite à leurs développements prévus dans les prochaines années, et ce sans avoir recours aux interconnexions avec des pays limitrophes.

11.2.5.3 Vérifications des capacités en volume

Le volume utile des installations de stockage actuellement disponible est de 138 TWh et devrait légèrement augmenter à 142,3 TWh grâce aux développements prévus.

Pour tous les scénarios, une simulation de l'évolution des quantités de gaz stockées a été menée.

Figure 94 : Évolution des quantités de gaz stocké, Scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute » hiver froid. Source AEC

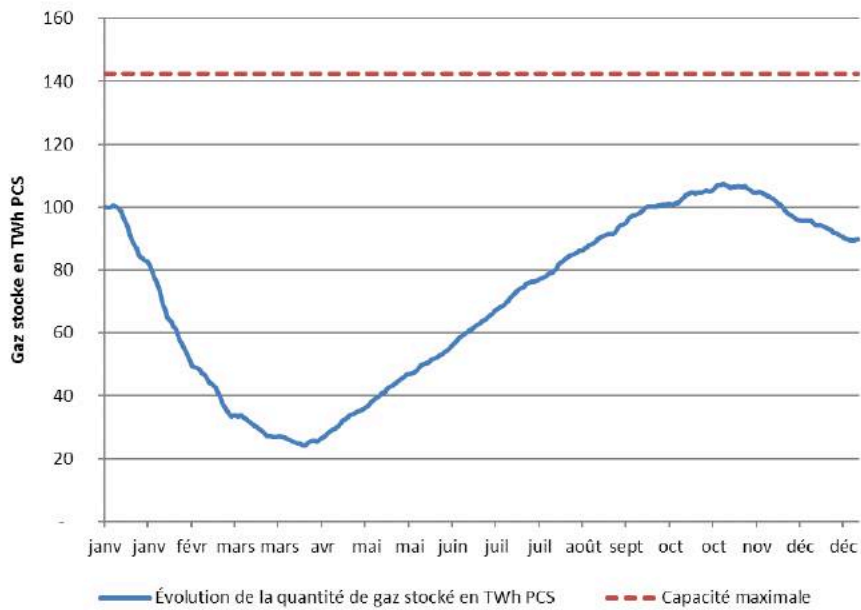


Figure 95 : Évolution des quantités de gaz stocké, scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute » climat normal. Source AEC et Solagro

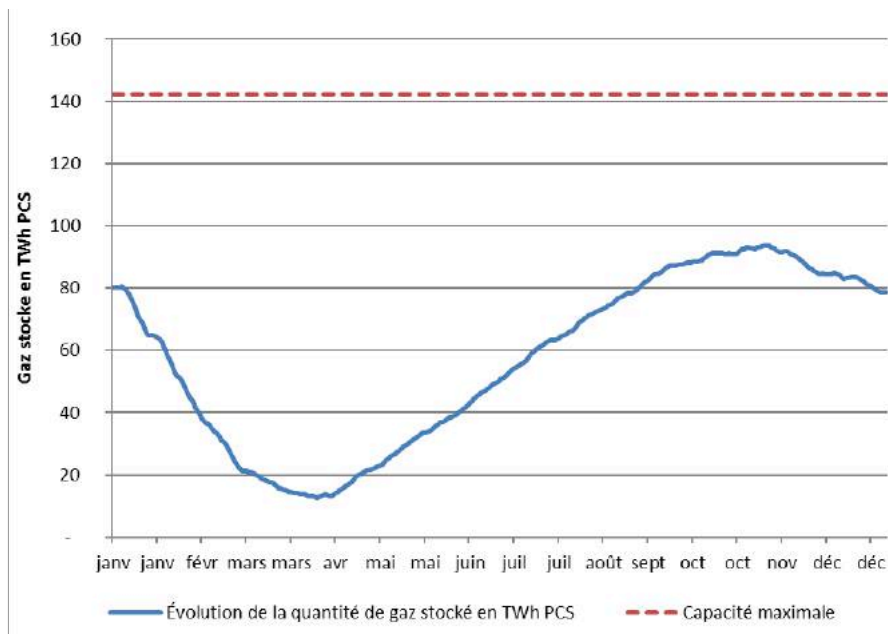
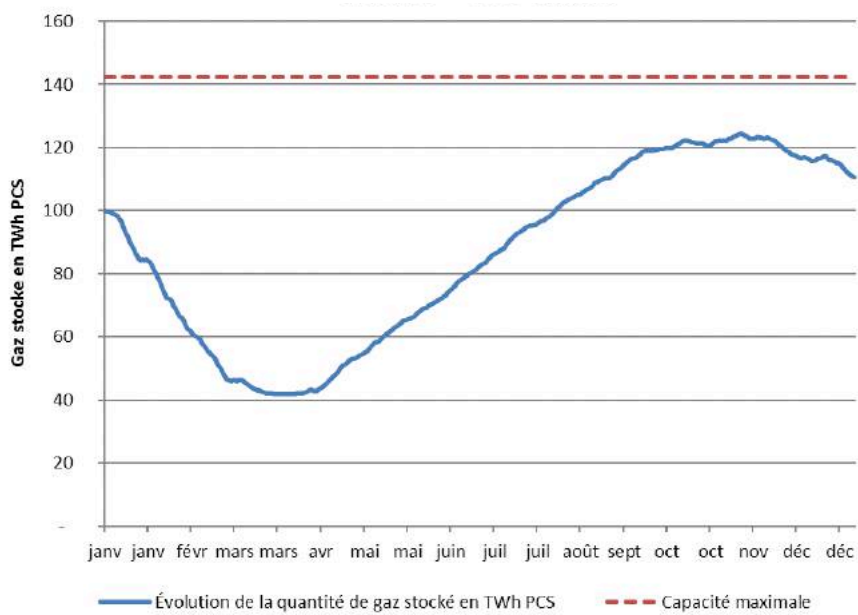


Figure 96 Évolution des quantités de gaz stocké, scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute » été chaud. Source AEC et Solagro



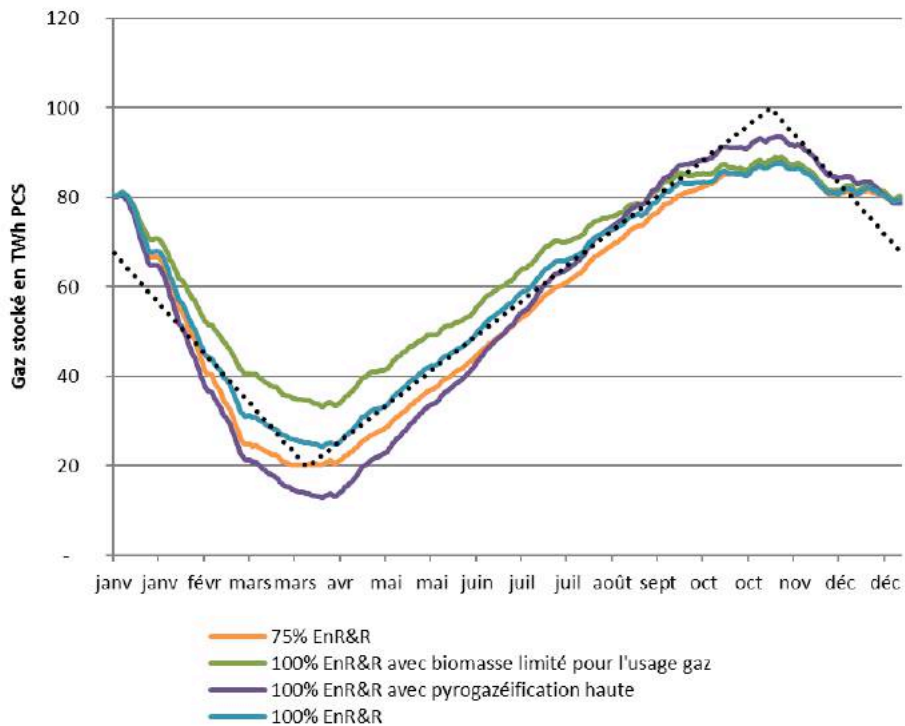
Les capacités de stockage sont donc satisfaisantes en volume, avec des marges de gaz restant de 20 TWh pour les années froides, et de 20 TWh de capacité de stockage pour les années chaudes également. Sur une année normale, une plage de 80 TWh est utilisée ; sur un hiver froid, 90 TWh sont nécessaires.

Les années à hiver froid sont déficitaires en production, avec des déficits de l'ordre de 10 TWh selon les scénarios. Ce déficit s'équilibre cependant au global avec les excédents de production en année chaude, qui s'élèvent environ à 10 TWh également.

Le système est donc résilient aux aléas climatiques, avec une capacité à maintenir les stocks même lors de deux hivers froids ou deux été chauds consécutifs. Les équipements de stockage sont valorisés de manière importante, ce qui justifie leur maintien en activité. Des disponibilités supplémentaires éventuellement valorisables auprès d'acteurs limitrophes restent disponibles.

Pour chaque scénario, à climat normal, les évolutions de gaz stocké sur l'année sont visibles sur la figure ci-dessous.

Figure 97 : Évolution du gaz stocké pour tous les scénarios à climat normal et scénario actuel



Le scénario 100% EnR&R avec pyrogazéification haute présente la plage d'utilisation des stockages maximale, avec 80 TWh de plage utilisée.

La gamme d'utilisation des stockages est plus faible dans le scénario « 100% EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz », ce qui s'explique par la présence d'un parc de turbines à combustion bien plus restreint, se traduisant par une baisse de la pointe de consommation en hiver.

Les évolutions du stock de gaz sont semblables aux évolutions d'une année avec le mix énergétique actuel. Le scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute » présente une gamme d'utilisation de 80 TWh, de même qu'en 2012 par exemple.

11.2.5.4 Coût du stockage

Au moment de l'écriture de ce rapport, les prix du stockage ne sont pas régulés et sont fixés par les opérateurs de stockage (Storengy et TIGF) selon des grilles tarifaires complexes, dépendant des volumes souscrits, des lieux de stockages utilisés, des périodes de soutirage et d'injection utilisés.

La modélisation des installations de stockage réalisées montre une utilisation des moyens de stockage semblable au fonctionnement actuel, avec une plage d'utilisation différente selon les scénarios.



Tableau 42 : Plage d'utilisation des stockages par scénario, à climat normal

Scénario	Plage d'utilisation des stockages (TWh PCS)	Pourcentage d'utilisation par rapport au scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute »
« 100% EnR&R »	64	79%
« 100% EnR&R avec pyrogazéification haute »	81	-
« 100% EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz »	56	69%
« 75% EnR&R »	68	84%

En résumé, les installations de stockage actuelles sont suffisantes dans tous les scénarios. Des mises sous cocon ne sont pas à prévoir, du fait de la possibilité de valorisation de ces moyens de stockage auprès d'acteurs étrangers, et des besoins de soutirage importants lors des pointes de consommation.

Le scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute » montre une gamme d'utilisation semblable au fonctionnement de l'année 2012, les coûts de fonctionnement estimés du système actuel lui sont donc associés.

Le coût retenu et précisé en annexe pour le scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute » est de **650 M€**.

Pour les autres scénarios, le coût du stockage est évalué au prorata de la gamme d'utilisation du scénario par rapport au scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute ». Le coût s'échelonne de 450 M€ pour le scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute » à 546 M€ pour le scénario « 75% EnR&R ».

En termes énergétiques, le rendement du stockage souterrain de gaz est de l'ordre de 99,5 %¹⁷¹, ce qui nous donne une énergie consacrée à la compression de l'ordre de 400 GWh.

11.2.6 Consommation d'énergie pour les rebours et le stockage

11.2.6.1 Rebours

Les consommations énergétiques des rebours dépendent des pressions amont et aval, et des débits transités. Pour le réseau de distribution, une pression de 4 bars est

¹⁷¹ Les rendements des stockages de gaz ne sont pas communiqués par les opérateurs. L'aide-mémoire de l'industrie du gaz de l'ATG indique, en premier ordre de grandeur, une part de 5% des coûts de stockage attribuable aux coûts de compression. De cette part des coûts attribuable à la compression, des coûts de stockage et du prix de l'électricité ont été extrapolé cette valeur de rendement.



considérée (amont) et une pression de 67,7 bars pour le réseau de transport (aval). En pratique, les pressions de service des réseaux de distribution et de transport sont plus faibles que les PMS, mais nous nous en servons en premier ordre de grandeur.

Les technologies actuelles de compresseur permettent des rendements variés, une énergie électrique de 0,015 kWh par kWh de gaz comprimé est retenue dans les calculs. Pour chaque jour et pour chaque département, la différence entre l'injection de gaz et la consommation de gaz sur le réseau de distribution a été calculée, pour chaque scénario. En agrégeant ces résultats, nous pouvons donc estimer en première approche la quantité de gaz qui devra être comprimée depuis le réseau de distribution vers le réseau de transport, et donc l'énergie consommée par les rebours :

Tableau 43 - Consommation énergétique des unités de rebours par scénario

Scénario	Jeux de données climatiques	Quantité de gaz devant être comprimée par les rebours (GWh)	Consommation d'électricité (GWh)
100% EnR&R	Climat normal	28 003	365
	Hiver froid	28 011	365
	Été chaud	28 901	377
100% EnR&R avec pyrogazéification haute	Climat normal	21 952	286
	Hiver froid	22 274	291
	Été chaud	23 055	301
100% EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz	Climat normal	18 052	235
	Hiver froid	18 083	235
	Été chaud	18 710	244
75% EnR&R	Climat normal	27 365	357
	Hiver froid	27 359	357
	Été chaud	28 207	368

Les consommations électriques sont les plus importantes pour les étés chauds, avec notamment 377 GWh de consommation électrique pour le scénario « 100% EnR&R » sur un été chaud. Les besoins de refoulement du réseau de distribution vers le réseau de transport sont logiquement plus élevés pour ces épisodes climatiques désavantageux en termes d'injection de biométhane.

Les besoins de refoulement sont les moins importants pour le scénario « 100% EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz », ce qui s'explique par un plus faible nombre d'unités de méthanisation et de power-to-gas raccordé au réseau de distribution.

11.2.6.2 Stockage

Dans le cas du stockage, le principal poste de consommation énergétique est la compression du gaz pour permettre son injection depuis le réseau de transport dans l'unité de stockage.

La pression aval, dans le réservoir évolue sur de larges plages (ordre de grandeur entre 100 et 300 bars). De même, la pression amont (celle du réseau de transport) peut varier, parfois de manière importante sous la PMS. Cela se traduit par des rapports de compression très variables, allant en ordre de grandeur de 1 à 6, qui correspondent à des énergies de compression également variées. Les unités de compression fonctionnent soit :

- En consommant une partie du gaz comprimé (turbocompresseur) ;
- En consommant de l'électricité ;

En ordre de grandeur, les moyens de stockage exploités par Storengy consomment chaque année 250 GWh de gaz et 150 GWh d'électricité. Storengy regroupant les trois quarts des moyens de stockage français, en débit et en volume, on peut extrapoler les besoins énergétiques des moyens de stockage exploités par TIFG et donc les besoins énergétiques de l'ensemble des moyens de stockage :

Tableau 44 - Besoins énergétiques actuels des moyens de stockage

Acteur	Consommation de gaz (GWh/an)	Consommation d'électricité (GWh/an)	Total (GWh/an)
Storengy	250	150	400
TIGF	83*	50*	133
Total	333	200	533

*Valeur extrapolée

Étant donné les faibles évolutions des volumes et des capacités d'injection des moyens de stockage, on considère que cette consommation de 533 GWh/an pour le stockage peut être conservée pour une projection à 2050, à utilisation des moyens de stockage équivalente.

Par analogie avec le calcul des coûts de stockage par scénario, on affecte au scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute » les consommations énergétiques du système de stockage actuel. Les énergies consommées par les moyens de stockage dans les autres scénarios sont calculées au prorata du volume de gaz injecté dans les unités

de stockage par rapport au scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute » qui sert de référence.

Tableau 45 - Consommation énergétique des installations de stockage

Scénario	Gaz injecté dans les unités de stockage (TWh)	Consommation énergétique estimée (GWh)
100% EnR&R	72	446
100% EnR&R avec pyrogazéification haute	86	533
100% EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz	66	409
75% EnR&R	72	446

Les différences entre scénario s'expliquent de même manière que pour les différences de coûts de stockage entre scénarios.

La consommation énergétique des moyens de stockage varie entre 409 et 533 GWh/an en fonction des scénarios, soit environ **0,15% des consommations de gaz totales** dans chaque scénario.

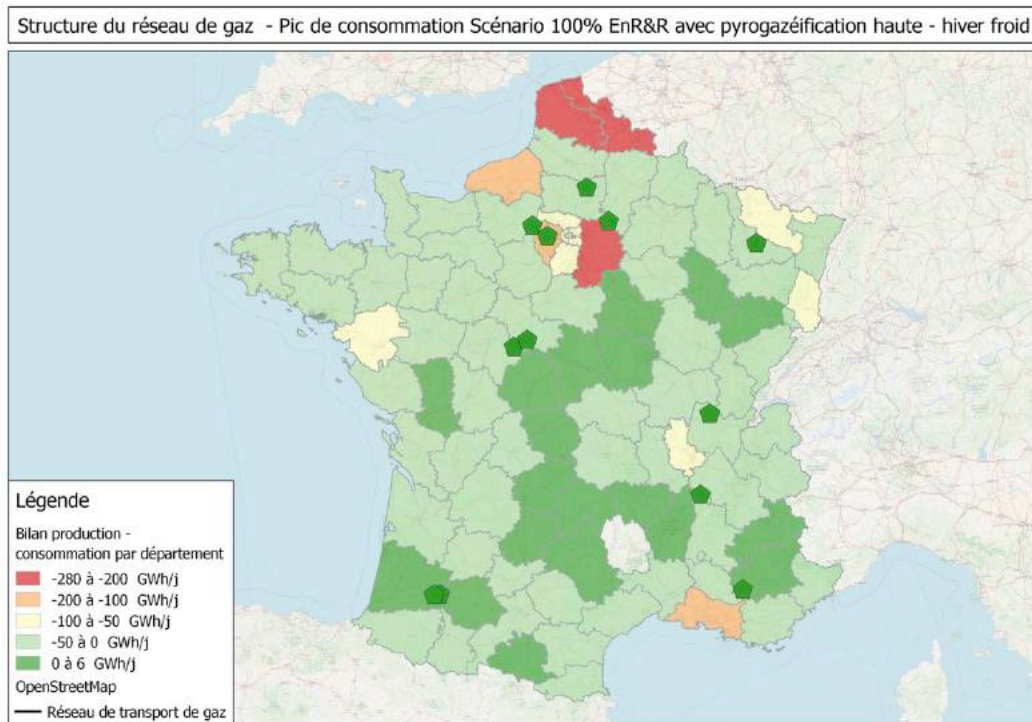
11.2.7 Réseau de transport

Les capacités de stockage sont suffisantes pour gérer les fluctuations de demande et d'offre de gaz à la maille nationale, il faut cependant vérifier que les capacités de transit du réseau de transport permettent effectivement le déplacement de telles quantités de gaz.

Plusieurs éléments ont été pris en compte pour évaluer les capacités du réseau de transport à faire transiter les pics de consommation et de production estimés dans les scénarios. Dans un premier temps, le pic de consommation actuel sur le réseau national est de l'ordre de 2 600 GWh/j, supérieur au pic de consommation observé dans le pire des cas, qui s'élève à 2 450 GWh/j dans le scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute », avec le jeu de données climatiques « Froid » utilisé pour dimensionner le réseau gazier.

La Figure 98 présente la géographie de la pointe de consommation nette de ce scénario.

Figure 98 : Bilan production – consommation par département, lors du pic de consommation du scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute » à hiver froid.



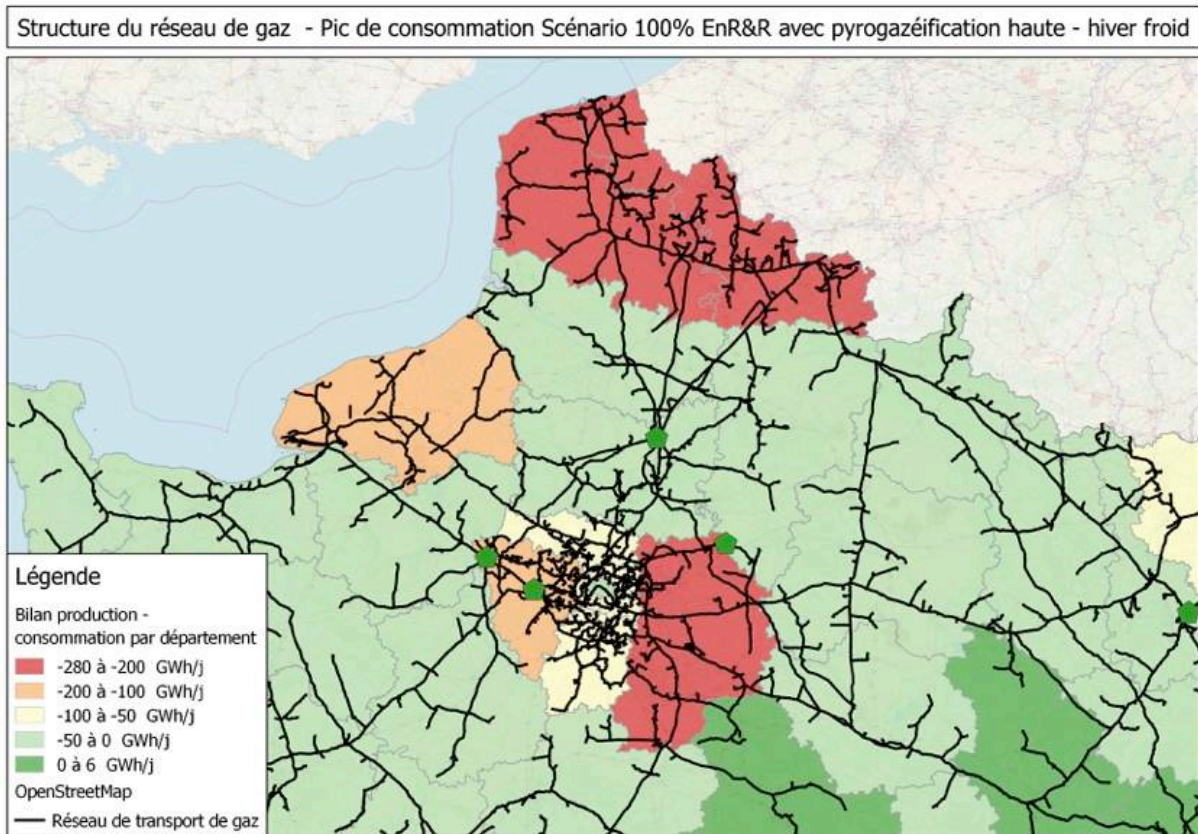
Source : Solagro - AEC

La demande se concentre en Ile-de-France et dans l'ex-Région Nord-Pas-de-Calais, portée en grande majorité par la consommation des Turbines à Combustion. Les zones urbaines denses, et notamment Paris et sa petite Couronne, représentent des consommations modérées par rapport au schéma actuel, du fait des projections de diminution de la part « chauffage » de l'usage gaz.

Les zones demandant un soutirage important sont donc localisées dans des régions déjà bien desservies par le réseau de transport de gaz.



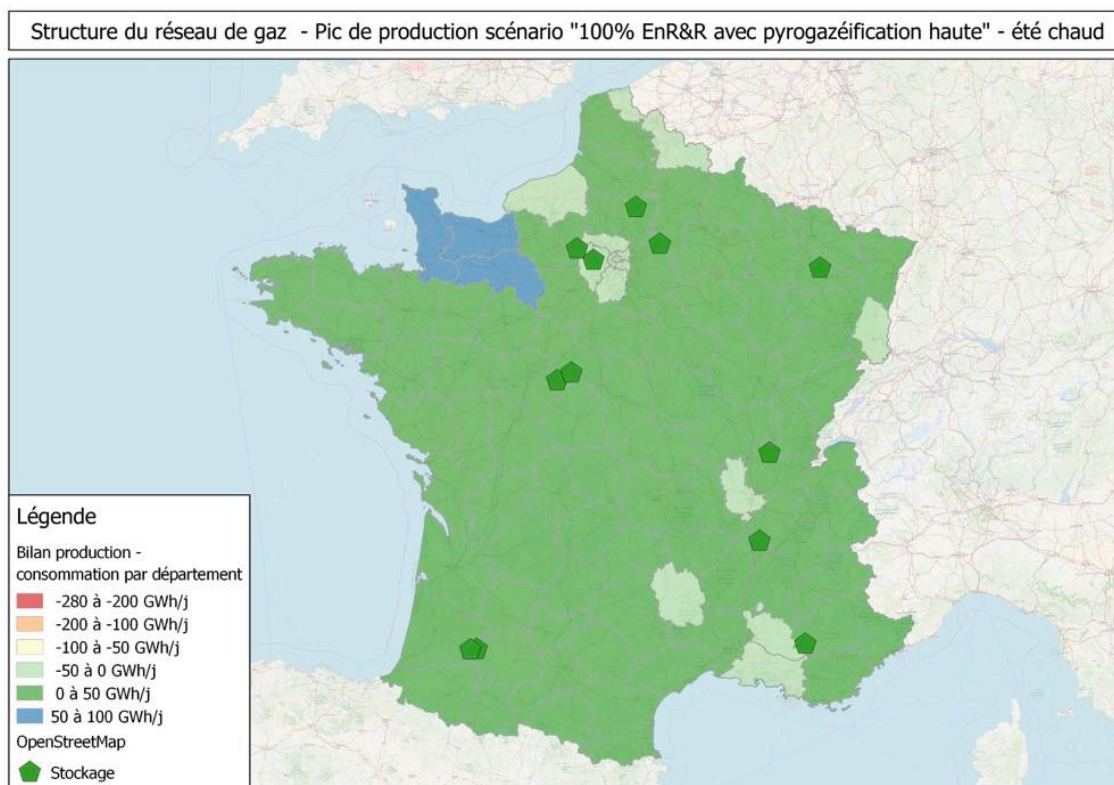
Figure 99 : Structure du réseau de gaz – Nord de la France.



En termes de soutirage, il n’y a donc *à priori* pas de renforcement du réseau de transport national de gaz à prévoir dans les scénarios de développement du gaz renouvelable et de récupération envisagés. Ce point pourra être affiné dans des analyses ultérieures, pour examiner tronçon par tronçon les contraintes existantes.

En ce qui concerne l’injection, observons une pointe de production nette, par exemple celle du scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute » en « été chaud ».

Figure 100 : Bilan production – consommation par département, lors du pic de production du scénario « 100% EnR&R avec pyrogazéification haute » à été chaud.



Source Solagro - AEC

Les pics de production sont très diffus, avec une production excédentaire sur l'intégralité du territoire, et très importante au niveau de l'ex-Région Basse Normandie, portée en grande partie par des pics de production de power-to-gas. Le réseau de transport actuel n'est pas dimensionné pour permettre le transit du gaz depuis toutes branches du réseau de transport régional vers le réseau de transport national. Nécessairement, des stations de recompression devront être construites ou adaptées pour permettre le transit sur le territoire. Cependant, à défaut de modèle hydraulique précis, il n'est pas possible d'évaluer les besoins exacts en recompression, que ce soit la localisation ou le dimensionnement des stations.

Au vu des faibles débits en jeu lors des pics d'injection, le dimensionnement des canalisations (hors station de recompression) devrait permettre le transit du gaz sans besoin de renforcement majeur.

Cette première étude exploratoire permet d'évaluer les chiffres clés de la structure de la consommation et de la production sur le territoire, dans un mix gazier à 100% renouvelable et de récupération. Le déploiement de modèles plus fins de modélisation du réseau de transport permettra de quantifier plus précisément les besoins en renforcement ou non du réseau de transport.

11.2.8 Coûts du réseau existant

11.2.8.1 Réseau de transport

En ce qui concerne le réseau de transport existant, il est supposé que les coûts de fonctionnement et de renouvellement du réseau resteront similaires aux coûts actuels.

Le chiffrage du coût du réseau de transport se fait sur la base de l'ATRT5¹⁷², sur l'année 2015.

Pour GRTGaz :

En M€	2013	2014	2015	2016
Charges de capital	893,6	973,8	1044,8	1142
Charges d'exploitation nettes	766,7	740,4	IPC – 1,45 %	
dont poste « énergie et quotas de CO ₂ »	125,3	104,1	122,9	120,8
CRCP	2,2	-4,5	-4,5	-4,5
Revenu autorisé	1662,4	1709,8		

Pour TIGF :

En M€	2013	2014	2015	2016
Charges de capital	143,8	157,3	164,5	176,8
Charges d'exploitation nettes	64,2	70,9	IPC + 2,45%	
dont poste « énergie et quotas de CO ₂ »	6,3	10	5,6	6
CRCP	-3,2	-0,7	-0,7	-0,7
Revenu autorisé	204,9	227,5		

Le CRCP est exclu des revenus autorisés.

Les charges d'exploitations nettes, en 2015, sont de

- 746 M€ pour GRT Gaz
- 74 M€ pour TIGF

Ce qui nous donne, en 2015, pour les deux opérateurs, une enveloppe de **2 126 M€**.

11.2.8.2 Réseau de distribution

Les coûts induits par le raccordement des producteurs de gaz renouvelable sont comptabilisés par ailleurs, on s'intéresse donc uniquement aux coûts du réseau existant. De même que pour le réseau de transport, les coûts d'exploitation et de renouvellement du réseau de distribution en 2050 sont supposés identiques aux coûts actuels.

¹⁷² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 janvier 2014 portant décision sur l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel au 1 er avril 2014

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 27 juillet 2016 sur le prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF



Le calcul des coûts du réseau de distribution est détaillé en annexe 17.22.

Le coût total pour le réseau de distribution est de **3 109 M€**.

12 Bilan économique du système gazier

12.1 Résultat des 4 scénarios

Tous les coûts évalués¹⁷³, à la fois pour la production des gaz et pour le réseau sont compilés dans l'annexe 17.24. Leur somme, rapportée au volume de gaz consommé, permet d'estimer le coût du MWh_{PCS} de gaz consommé (Figure 101). Pour chaque scénario une fourchette de coût est présentée prenant en compte deux variantes sur les coûts du power-to-gas (voir partie 8).

Le coût total du MWh de gaz consommé, c'est-à-dire la somme des coûts de production (voir partie 8) et des coûts du réseau et stockage, varie de 105 (pour le scénario « 75 % EnR&R ») à 153 €/MWh (pour le scénario « 100 % EnR&R avec biomasse limitée pour les usages gaz ») – voir Figure 69. Ces coûts sont comparables aux 120 à 130€/MWh évalués pour l'électricité dans l'étude « Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations » de l'ADEME¹⁷⁴.

Les coûts du réseau et du stockage ne repré sentent qu'une faible part : 15 à 20 % du coût total (entre 20 et 23 €/MWh). En particulier, les seuls coûts de raccordement, incluant des besoins limités de renforcement du réseau de distribution et les installations de rebours, sont d'environ 3 €/MWh.

Malgré une demande de gaz 23 % supérieure par rapport au scénario « 100 % EnR&R », une plus forte mobilisation des ressources biomasse vers des usages gaz dans le scénario « 100 % EnR&R avec pyrogazéification haute » n'induit pas de différences significatives sur les coûts. Cela s'explique par une sollicitation plus importante de la filière pyrogazéification qui a un coût de production plus faible que le power-to-gas.

Le scénario «100% EnR&R avec biomasse limitée pour les usages gaz » permet également d'atteindre un gaz 100 % renouvelable, mais avec un coût plus élevé d'environ 15 % par rapport au scénario « 100 % EnR&R ». Ce surcoût est induit par le recours accru à la filière power-to-gas pour compenser une moindre utilisation des filières biomasse pour les usages méthanisation et pyrogazéification (limite à 80 % du potentiel).

Enfin, le scénario « 75 % EnR&R », qui garde dans son mix 25 % de gaz naturel, présente un coût plus faible de 10 à 20 % considérant une taxe carbone de 200 €/tCO₂ en 2050¹⁷⁵.

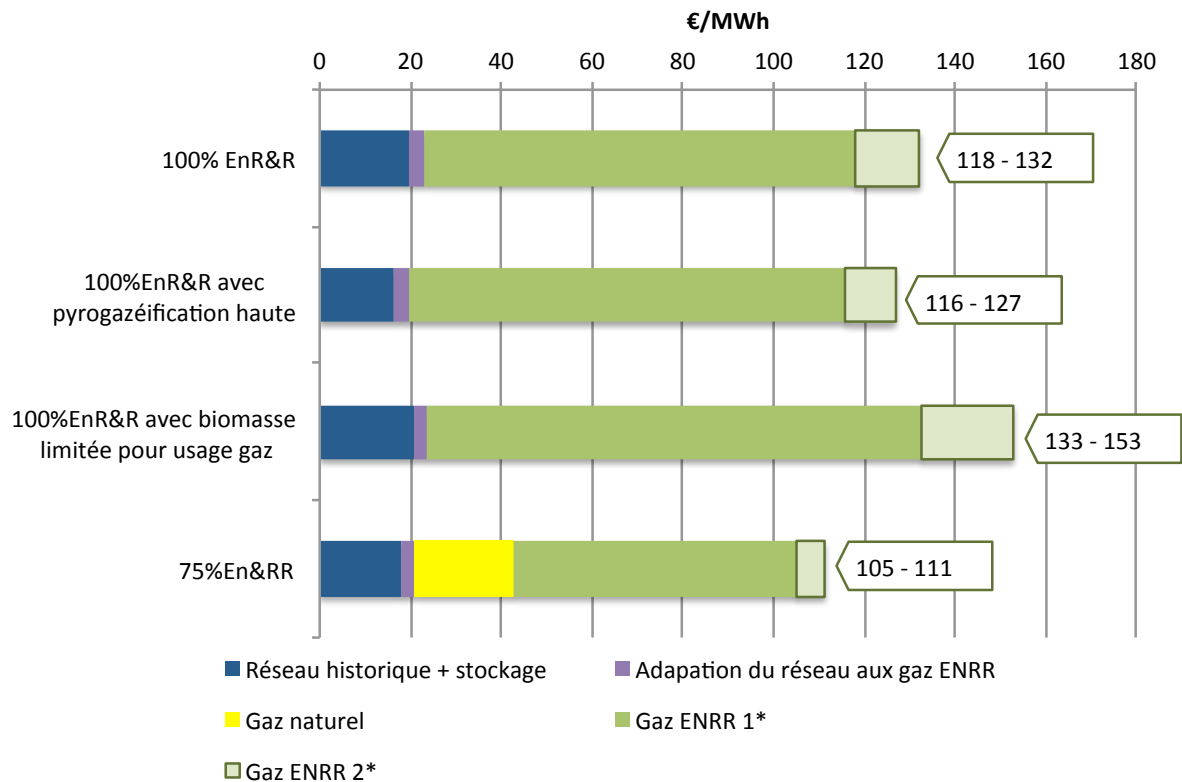
¹⁷³ En première analyse, les besoins de modification du réseau de transport existant semblent non significatifs rapportés aux coûts totaux. Il n'est donc pas pris en compte de coût de modification du réseau de transport existant, hormis les rebours à l'interface distribution/transport..

¹⁷⁴ ADEME et al., « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations ».

¹⁷⁵ Le prix du gaz naturel en 2050 est considéré à 42 €/MWh_{PCS}, hypothèse identique à l'étude sur ADEME, ARTELYS, ARMINES-PERSEE et ENERGIES DEMAIN, Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisation, 2015. Ce prix est estimé d'après World Energy Outlook. La taxe carbone à 200 €/tCO₂ réhausse ce prix de 44 €/ MWh_{PCS} soit un prix de 86 €/MWh_{PCS}.



Figure 101 – Coût du MWh_{PCS} de gaz consommé



* correspond à des variantes de coûts du power-to-gas (voir partie 8)

Le détail des données est en annexe 17.24.

Ces scénarios 100 % renouvelables permettraient d'éviter les émissions directes d'environ 63MtCO₂/an¹⁷⁶, ce qui représente 12,6 milliards d'euros pour une valeur tutélaire du carbone de 200 €/tCO₂. en 2050. Les émissions évitées seraient de l'ordre de 45 MtCO₂/an pour le 75 % EnR&R. Le détail des calculs des émissions est en annexe 17.25.

¹⁷⁶ Émissions d'un scénario où la demande de référence (286 TWh) serait alimentée à 100 % par du gaz naturel. Le chiffre de 63 MtCO₂ ne prend pas en compte de facteur d'émission du biométhane. Avec un facteur de 23,4 gCO₂/kWh environ, les baisses d'émission estimées seraient de 56 MtCO₂.

12.2 Analyse de sensibilité

12.2.1 Taux d'actualisation

Les calculs ont été réalisés avec un taux d'actualisation de 5%¹⁷⁷. Une analyse de sensibilité a été menée en passant à un taux d'actualisation de 10% pour l'évaluation des coûts de production du gaz.¹⁷⁸

Le passage du taux d'actualisation de 5 à 10% sur les filières de production induit une augmentation non négligeable de 8 à 9% du coût du MWh_{PCS} de gaz (Tableau 46). La sécurisation du niveau de risque des projets de production de gaz renouvelable est donc un enjeu non négligeable pour maîtriser les coûts du système gazier.

Tableau 46 – Analyse de sensibilité au taux d'actualisation des moyens de production

Coût moyen du gaz consommé		100% EnR&R	100%EnR&R avec pyrogazéification haute	100%En&R avec biomasse limitée pour usage gaz	75%EnR&R
Taux actualisation 5%	€/MWh	132	127	153	111
Taux actualisation 10%	€/MWh	144	139	165	120
Ecart	€/MWh	12	12	13	9
	%	9%	9%	8%	8%

12.2.2 Injection directe d'hydrogène (PtH₂)

Pour des raisons de simplification, les modélisations réalisées ne prennent pas en compte la possibilité d'injecter directement de l'H₂, ainsi la filière power-to-gas a seulement pris en compte le power-to-CH₄ (PtCH₄). L'injection d'hydrogène est aujourd'hui limitée à 6% en volume (2% en énergie).

Néanmoins, le potentiel d'utilisation du PtH₂, a été estimé sur le scénario "100%EnR&R" de manière simplifiée, en croisant le profil journalier d'injection du power-to-gas et les profils d'injection de gaz renouvelable d'une part et de consommation d'autre part¹⁷⁹. Il est ainsi considéré que chaque jour le PtH₂ peut contribuer à hauteur de 2% de l'énergie injectée ou consommée à la maille départementale. L'estimation a également été réalisée pour un seuil de 20%volH₂ (soit 7% en énergie), des travaux sont actuellement menés

¹⁷⁷ Identique à l'étude de l'ADEME « un mix électrique 100% renouvelable », 2015.

¹⁷⁸ ADEME et al., « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations ».

¹⁷⁹ Il s'agit d'une modélisation approchée, une modélisation plus précise nécessiterait de modéliser pour chaque pas de temps et chaque point du réseau la composition du gaz dans le réseau, afin de s'assurer que le seuil limite d'hydrogène est toujours respecté.



en Europe¹⁸⁰ pour estimer les possibilités d'augmenter la teneur d'hydrogène dans les réseaux.

Sur le scénario "100%EnR&R" qui comporte 90 TWh_{PCS} de méthane issu de PtCH₄, l'évaluation (Tableau 47) montre qu'il serait possible de substituer de 4 à 12 TWh_{PCS} de méthane par de l'hydrogène. Cette substitution permettrait également une économie de 0,2 à 0,7 Mds€ sur les coûts annuels du système gazier, ce qui se traduirait par une baisse de 0,7 à 2,5 €/MWh_{PCS} (-0,5% à -2%) sur le coût du MWh_{PCS} de gaz consommé. Par ailleurs, le recours au PtH₂ permettrait également de réduire la consommation d'électricité de 1 à 3,5 TWh.

Ainsi, PtH₂ grâce à des performances économiques et techniques plus intéressantes que le PtCH₄, permet d'apporter quelques gains sur le système gazier, mais ils sont relativement limités, même en considérant une élévation seuil admissible dans le réseau (passage de 6 à 20%vol). Il ne représente pas un enjeu fort pour la réussite de l'objectif 100% EnR&R tant du point de vue énergétique qu'économique.

¹⁸⁰ Voir par exemple, le démonstrateur GRHYD dans la Communauté Urbaine de Dunkerque, qui va tester l'injection d'hydrogène jusqu'à 20%vol. (www.grhyd.fr)

Tableau 47 – Impact du recours au PtH2 sur le scénario “100%EnR&R”

Limite H2 dans le gaz du réseau	%vol	6%	20%
Evaluation potentiel PtH2			
Limitation "Demande"	TWh _{PCS}	2	5
Limitation "production"	TWh _{PCS}	3	10
Limitation max(Demande;Production)	TWh_{PCS}	4	12
Rappel scénario 100% EnR&R (sans PtH2)			
Demande	TWh _{PCS}	293	293
Production par PtCH4	TWh _{PCS}	90,3	90,3
Consommation d'électricité	TWhe	136	136
Coûts de production PtCH4	€/MWh _{PCS}	175	175
Coût annuel du PtCH4	G€	15,8	15,8
Coût annuel du système gazier	G€	38,7	38,7
Résultat 100% EnR&R avec PtH2			
Production par PtG	TWh _{PCS}	90	90
PtH2	TWh _{PCS}	4	12
PtCH4	TWh _{PCS}	87	78
Consommation d'électricité	TWhe	135	132
PtH2	TWhe	4	15
PtCH4	TWhe	131	118
Coûts de production PtG	€/MWh _{PCS}	173	167
PtH2	€/MWh _{PCS}	114	114
PtCH4	€/MWh _{PCS}	175	175
Coût annuel du PtG	G€	15,6	15,1
PtH2	G€	0,4	1,4
PtCH4	G€	15,2	13,7
Coût annuel du système gazier	G€	38,5	38,0
Impact du recours au PtH2			
Coûts annuels système gazier	G€	-0,2	-0,7
Coût du MWh consommé	€/MWh_{PCS}	-0,7	-2,5
Consommation d'électricité	TWhe	-1,0	-3,5



13 Enseignements

13.1 Un système gazier compatible avec un gaz 100 % renouvelable, avec des évolutions nécessaires

La production massive de gaz renouvelable impliquera une gestion plus décentralisée du réseau qu'aujourd'hui :

- l'étude montre qu'il est possible de collecter la majeure partie des ressources disséminées en milieu rural, sans recourir massivement à du gaz porté ou à d'autres solutions innovantes et non matures: le coût des réseaux de collecte à construire représente une faible part du coût global (2 à 3 %),
- différentes solutions technologiques existent déjà pour rendre le réseau de gaz bidirectionnel (rebours, maillage), l'anticipation et l'optimisation de leur déploiement permettront de maîtriser les coûts,
- les infrastructures de transport et de stockage restent des éléments clés pour assurer l'équilibrage offre-demande, notamment lors des pointes de froid.

Au regard de l'évolution des ressources à mobiliser pour atteindre le 100 % gaz renouvelable, des changements seront également nécessaires au-delà du système gazier:

- dans le secteur agricole, avec notamment la généralisation des cultures intermédiaires et de la méthanisation comme outil énergétique et agronomique,
- mais aussi dans le secteur forestier et l'industrie du bois, avec le développement d'une sylviculture dynamique et durable (bilan carbone positif, maintien de la biodiversité) respectant la hiérarchie des usages (bois matière puis bois énergie).

13.2 La complémentarité du réseau gaz avec le réseau électrique constitue un facteur clé de succès de l'atteinte d'un mix énergétique fortement renouvelable

Cette étude vient conforter le fait qu'à fort niveau de production d'énergie renouvelable, les systèmes gaziers et électriques interagiront fortement et vont évoluer conjointement :

- Le power-to-gas permettra d'apporter un stockage inter-saisonnier de l'électricité et une optimisation géographique du système électrique via les infrastructures de transport et de stockage du réseau gazier. Il permettra également de fournir une source supplémentaire de gaz renouvelable pour le vecteur gaz (de 34 à 135 TWh_{PCS}).
- Le gaz renouvelable contribuera à l'équilibre du système électrique fortement renouvelable avec des centrales thermiques de pointe alimentées par du gaz renouvelable (de 10 à 46 TWh_{PCS} selon les scénarios).

14 Limites et perspectives

- Cette étude n'est pas une optimisation globale du système énergétique, l'étude ne donne pas la part de gaz renouvelable optimale techniquement et économiquement sur la base d'objectifs climatiques ou environnementaux fixés. La consommation finale en usages et volumes annuels est une donnée d'entrée de l'étude, provenant du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050. Le bouclage macroéconomique sera réalisé ultérieurement par l'ADEME pour 2019.
- L'étude ne modélise pas la trajectoire temporelle de transition entre la situation actuelle et les scénarios présentés.
- Les hypothèses prises pour définir les potentiels des différentes ressources, en particulier celles de la biomasse, comportent des incertitudes (évolution des systèmes agricoles et forestiers, acceptabilité sociale des projets, bilan environnemental des filières...) qu'il est nécessaire de continuer d'évaluer pour les conforter.
- L'étude n'évalue pas un certain nombre d'externalités. Par exemple, dans tous les scénarios, le développement massif de gaz renouvelable contribue à renforcer l'indépendance énergétique de la France et aurait un impact positif sur l'ensemble de l'économie française, en termes de balance commerciale (le gaz est actuellement presque entièrement importé pour un total d'environ 10 Mds€ par an¹⁸¹), d'activité économique, d'émissions de CO₂ évitées. Il pourrait contribuer à des créations d'emplois avec le déploiement de l'ordre de 8 000 unités¹⁸² de production. Ces externalités n'ont pas été quantifiées dans l'étude.
- D'autres scénarios pourraient être envisagés avec des arbitrages différents sur les usages de la biomasse ou ceux du gaz d'ici à 2050. Pour exemple, ces scénarios pourront explorer la répartition optimale des vecteurs pour satisfaire la demande finale, ou explorer d'autres usages à plus haute valeur ajoutée, pour décarboner d'autres secteurs (industrie, transport, etc.).

¹⁸¹ SOES, « Bilan énergétique de la France pour 2015 ».

¹⁸² Voir l'évaluation en annexe 17.27



15 Lexique

CIMSE : Culture Intermédiaires Multi-Services Environnementaux (voir 6.1.2.1.2)

ENR : énergie renouvelable

ENRe : énergie renouvelable électrique

EnR&R : énergie renouvelable et de récupération

IAA : Industrie Agro-Alimentaire

IRIS : « Ilots Regroupés pour l'Information Statistique », découpage infra-communale visant une taille élémentaire de 2 000 habitants. Ce découpage est réalisé par l'INSEE et mis en œuvre dans diverses études statistiques.

LCOE : Levelized Cost of Energy (coût actualisé de l'énergie), voir 17.9.1

PITD : Point d'Interface Transport Distribution

PMS : Pression Maximale de Service

PtG : Power-to-Gas

PtH : Power-to-Heat

PtH₂ : Power-to-Hydrogen

PtCH₄ : Power-to-Methane

STEU : Station de Traitement des eaux Usée



16 Bibliographie

- ADEME. « Vision 2030-2050 ». Technique, 2012.
- . « Vision 3035 - 2050 v2016 - tableur de travail », 2016.
- ADEME, et Artelys. « Un mix électrique 100% ENR en 2050, quelles opportunités pour décarboner le système gaz et chaleur ? », septembre 2017.
- ADEME, Artelys, AMINES-PERSEE, et Energies Demain. « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations - Analyses de rentabilité et réflexion autour des règles de marché ». Annexe, 2015.
- ADEME, Artelys, Armines-Persée, et Energies Demain. « Mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations », 2015.
- ADEME, Enerdata, et Energies Demain. « Actualisation du scénario énergie-climat - ADEME 2035-2050 », septembre 2017. www.ademe.fr/actualisation-scenario-energie-climat-ademe-2035-2050.
- . « Prestation d'accompagnement du travail de mise à jour des scénarios énergétiques ADEME 'Visions 2030-2050' », 2016.
- ADEME, FNADE, et SN2E. « ELABORATION D'UN MODELE ECONOMIQUE GLOBAL DE PRODUCTION ET VALORISATION DE CSR ». Synthèse, 2015.
- ADEME, GRDF, Greenbirdie, et CRIGEN. « Evaluation du potentiel de production de biométhane à partir des boues issues des stations d'épuration des eaux usées urbaines », 2014.
- ADEME, GRTgaz, GrDF, E&E Consultant, Solagro, et Hespul. « Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire ». ADEME, GRTgaz, GrDF, 2014.
- ADEME, IFN, FCBA, et Solagro. « Biomasse forestière, populicole et bocagère disponible pour l'énergie à l'horizon 2020 », 2010.
- ADEME, IGN, et FCBA. « Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035 », 2016. <http://www.ademe.fr/disponibilites-forestieres-lenergie-materiaux-a-lhorizon-2035>.
- ADEME, Solagro, et Inddigo. « Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation », 2013. <http://www.ademe.fr/estimation-gisements-potentiels-substrats-utilisables-methanisation>.
- Birat. « Steel&Hydrogen ». présenté à IEA Hydrogen Roadmap, Paris, 10 juillet 2013.
- CBC. « RENEWABLE ENERGY RESOURCE, TECHNOLOGY, AND ECONOMIC ASSESSMENTS Appendix G - Task 7: Integrated Assessments of Renewable Technology Options », janvier 2017.
- CRIGEN. « BIOMETHANE DE GAZEIFICATION EVALUATION DU POTENTIEL DE PRODUCTION EN FRANCE AUX HORIZONS 2020 ET 2050 ». GrDF, 2013.
- . « Gasification technologies and their contribution to Biomethane development ». présenté à Assemblée générale EBA, 8 février 2017.



DGC. « Bio-SNG and RE-gases Detailed analysis of bio-SNG technologies and other RE-gases ». Danish Gas Technology Centre, août 2013.

ECN, et Hyet. « Co-production of green, high quality hydrogen and bio SNG using electrochemical hydrogen compression », 2016.

ENEA. « The potentiel of power-to-gas », 2016.

ENEA, INRIA, et ADEME. « Évaluation du gisement potentiel de ressources algales pour l'énergie et la chimie en France à horizon 2030 », juillet 2014.

gogreengas. « FIRST PROJECT PROGRESS REPORT », juin 2016.

GRDF. « Scénario Facteur 4 GrDF - Synthèse et description des hypothèses ». DNTE, 2013.

GRDF, ADEME, et SOLAGRO. « Evaluation du potentiel de méthanation à partir de gaz industriels fatals (hydrogène et dioxyde de carbone) », 2017.

GRDF, ENEA, et Finergreen. « Etude des pistes de réduction des coûts de production du biométhane en France », 2017.

GRDF, GRTgaz, SPEGNN, SER, et TIGF. « Panorama du gaz renouvelable en 2016 », 2017.

GRDF, GRTgaz, SPEGNN, et TIGF. « Bilan prévisionnel pluriannuel gaz 2016 », 2016.

GRDF, et Solagro. « Etude du potentiel de production de biométhane à partir des effluents des Industries Agro-Alimentaires », 2017.

GRTgaz, et S3D. « ETUDE SUR LES GISEMENTS VALORISABLES PAR LA FILIERE PYROGAZEIFICATION PHASE 1 : ETAT DES LIEUX BIBLIOGRAPHIQUE ET « FICHES INTRANTS » ». Rapport interne, 2017.

Held, Jorgen. « Small scale biomethane production through gasification and methanation of woody biomass (BioSNG) ». présenté à Nordic biogas conference, Stockholm, 7 septembre 2016.

———. « Small scale biomethane production through gasification and methanation of woody biomass (BioSNG) ». présenté à EBA conference, Gand, 28 septembre 2016.

INSEE. « Les consommations d'énergie dans l'industrie en 2014 ». Consulté le 8 novembre 2017. <https://www.insee.fr/fr/statistiques/1912292#consulter-sommaire>.

Le Duigou, Alain, Marianne Miguet, et Yves Amalric. « French Hydrogen Markets in 2008 – Overview and Future Prospects ». *International Journal of Hydrogen Energy* 36, n° 15 (juillet 2011): 8822-30. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2011.05.006>.

Lemelletier, Sylvain. Entretien avec Sylvain Lemelletier - GRTgaz, 7 février 2017.

Mobilité Hydrogène France. « Mobilité Hydrogène France ». présenté à AVERE, 14 avril 2016.

négaWatt. « Scénario négaWatt 2011 ». négaWatt, juillet 2013. http://www.negawatt.org/telechargement/SnW11//Scenario-negaWatt-2011_Dossier-de-synthese.pdf.

———. « Scénario négaWatt 2017-2050 ». Dossier de synthèse, janvier 2017. <https://negawatt.org/spip.php?action=telecharger&arg=325>.



PlanEnergi. « Power to Heat: What are the legal and economic conditions in Denmark? » Berlin, 14 juin 2016.

SNCU. « Enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid Restitution des statistiques 2014 », 2015.

SOES. « Base de données de consommation de gaz à la maille IRIS », 2017. http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/energie-climat/r/toutes-energies-donnees-locales-denergie-2.html?tx_ttnews%5Btt_news%5D=25003&cHash=88b9e99af6ee9f677f7c13d11078470f.

———. « Bilan énergétique de la France pour 2015 », 2015.

———. « Le bilan du gaz naturel en France en 2015 », 2017.

SOLAGRO. *Le scénario Afterres2050: version 2016*. Toulouse: Solagro, 2017. http://afterres2050.solagro.org/wp-content/uploads/2015/11/Solagro_afterres2050-v2-web.pdf.



17 Annexes

17.1 Durabilité des ressources en biomasse

17.1.1 Bioénergies, carbone et vie des sols

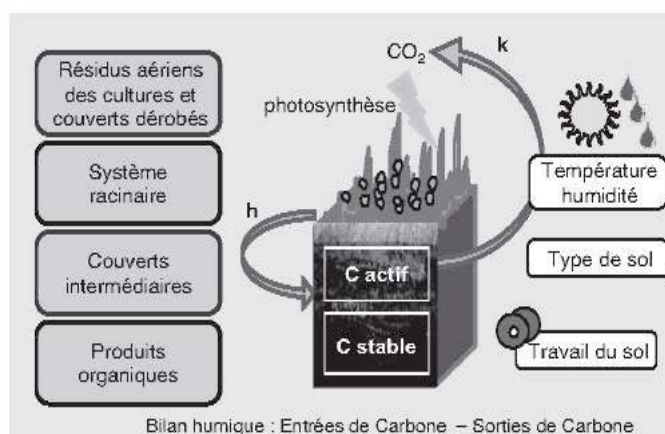
17.1.1.1 Le rôle du carbone dans les sols

Le carbone joue, pour simplifier, deux rôles essentiels pour les sols :

- D'une part, il participe à sa structuration : c'est le rôle de l'humus, constitué de matières organiques à chaînes longues, peu biodégradables ;
- D'autre part, il sert de nourriture (d'énergie) aux organismes présents dans le sol.

Les matières organiques présentes dans le sol peuvent être qualifiées de « stables » ou de « labiles » (on parle également de carbone " actif "), en fonction de leur vitesse potentielle de biodégradation.

Figure 102 - Paramètres de l'équation de bilan humique selon le modèle AMG (selon Agro-Transfert)



La teneur en carbone dans les sols est le résultat de la balance apports – consommation. Les matières organiques sont apportées par le système racinaire de la végétation en place, par les résidus de cultures laissées sur place, ou par les apports de matières organiques telles que les déjections d'élevage, les digestats, compost, etc. La consommation est liée à l'activité des organismes du sol. Elle est modulée par les conditions climatiques (température et humidité) qui freinent ou accélèrent les processus biologiques, ainsi que par les pratiques culturales (labour ou inversement techniques culturales simplifiées) qui accélèrent la mise en contact de la matière organique avec l'oxygène de l'air, et donc les processus de biodégradation.



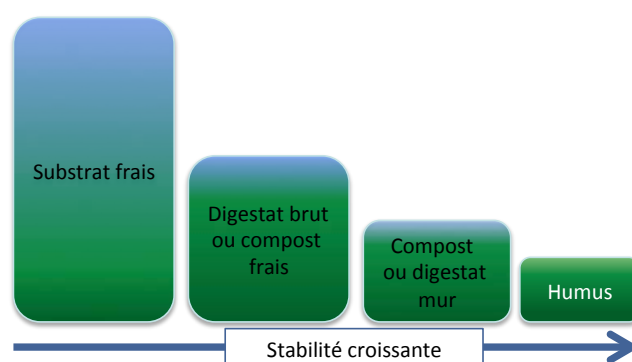
17.1.1.2 L'impact des prélèvements de biomasse

- Prélèvements « nets » vs. « bruts »

Les prélèvements de biomasse réduisent donc le terme « apport » du bilan carbone. Il convient de distinguer les prélèvements « bruts » (exportation sans retour au sol) des prélèvements « nets » (exportation puis retour des matières restantes). Les usages de la biomasse en alimentation, en matériaux ou en combustion, correspondent à des prélèvements bruts. Les usages en méthanisation avec restitution du digestat correspondent à des prélèvements nets.

Le solde carbone des prélèvements nets dépend du taux de retour du carbone, et de la nature du carbone restitué. En méthanisation, le taux de retour du carbone varie de 60 % (pailles de céréales) à 40 % (matières végétales fraîches, de type CIMSE). En outre, le carbone restitué contient la totalité de la fraction stable du carbone.

Figure 103 - Stabilité de la matière organique en fonction de sa teneur relative en matières stables / matières labiles

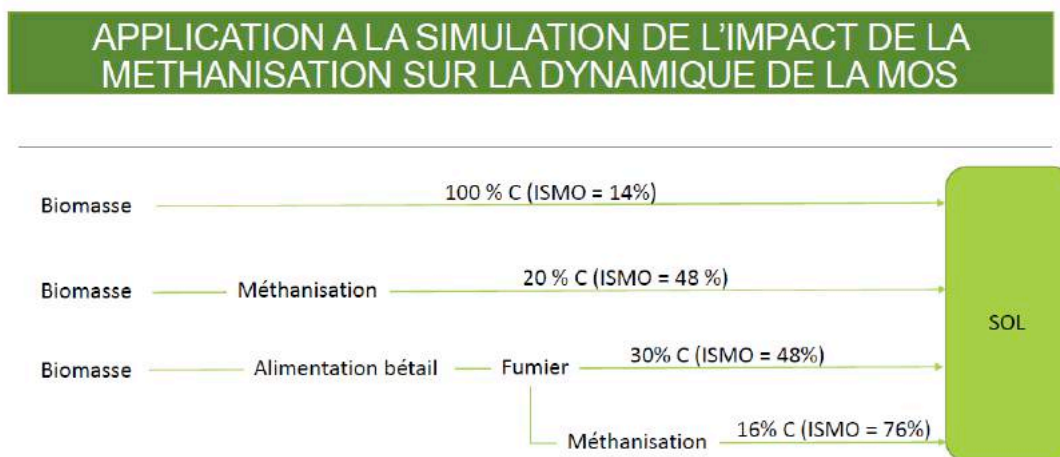


- Impacts sur le carbone stable

Différentes simulations ont été effectuées pour comparer les usages potentiels de fourrage sur le carbone du sol à long terme : broyage sur place (engrais verts), restitution après méthanisation, (digestat issu des fourrages), utilisation en alimentation animale (épandage de fumier), restitution du fumier digéré. Quelle que soit la voie choisie, la quantité de carbone stable dans le sol reste proche. En réalité, chaque système (système digestif des animaux, des méthaniseurs ou des organismes du sol) dégradent la même fraction de la matière organique et laisse intacte la fraction la plus stable et la moins facilement biodégradable. Le passage par le stade méthanisation – soit directement des fourrages, soit des fourrages déjà partiellement digérés par les ruminants – ne change le bilan qu'à la marge¹⁸³.

¹⁸³ Thomsen I. Carbon dynamics and retention in soil after anaerobic digestion of dairy cattle feed and faeces. Soil Biology and Biochemistry, Nov. 2012.

Figure 104 - impact de la méthanisation sur la MOS des sols¹⁸⁴



La dynamique de la MOS ne se trouverait pas affectée, sur le long terme, par l'introduction de la méthanisation

Thomsen et al., 2013

Table 5

Estimated long term retention of C in soil depending on handling strategy for organic materials. The calculations were based on feed (representing plant material) applied directly to soil as a green manure or fed to cattle after which the produced manure (faeces) was supplied to soil. In addition are calculations with the same two materials (plant material and faeces) applied to soil after anaerobic digestion.

Organic material	Total C before cattle feeding and anaerobic digestion (% of initial C)	Remaining C after cattle feeding but before anaerobic digestion	Remaining C after cattle feeding and anaerobic digestion	Estimated degradation of C in soil ^b (% of C applied to soil)	Long term C retention in soil (% of initial C in feed)
Feed	100	100	100	86	14
Digested feed	100	100	20	42	12
Faeces		30 ^a	30	52	14
Digested faeces		30 ^a	16	24	12

Ces travaux sont également confirmés par les simulations utilisant le modèle AMG mis au point par l'INRA, qui montre que l'effet de la méthanisation sur le carbone stable est faible.

¹⁸⁴ Safya Menasseri-Aubry dans « Place de la méthanisation dans la gestion de la matière organique à l'échelle de l'agrosystème », 16 septembre 2016, SPACE

Bodilis et al., 2015 : Simulation des bilans Carbone avec et sans méthanisation avec AMG (cité par Houot, 2016)¹⁸⁵. On constate que la méthanisation présente pas ou peu d'effet, même s'il existe beaucoup d'incertitudes.

Exploitation agricole	Taux de MO (%) au début de la simulation	Evolution du stock de carbone après 20 ans : écart par rapport à la situation initiale (% MO)		Effet de la méthanisation : Ecart de stockage de carbone après 20 ans (B - A, % MO)
		Système sans méthanisation (A)	Système avec méthanisation (B)	
Méthaniseur collectif				
I	1,8	+0,2	0	-0,2
H	1,6	+0,4	+0,3	-0,1
J	,3	-0,3	-0,4	-0,1
D	1,6	+1	+0,8	-0,2
Méthaniseur à la ferme				
- Lisier				
F	2,6	*	*	+0,2
C	2,4	+0,2	0	-0,2
G	1,7	+0,3	0	-0,3
B	3,4	-0,4	-0,3	+0,1
- Fumier				
A	2,3	+2,1	+1,6	-0,5
E	2,6	*	*	-0,2

* Les systèmes avec prairies assolées (cases *) ne peuvent pas pour le moment être analysés en valeur absolue car le modèle Prairies proposé par ARVALIS-Institut du végétal n'a pas encore été validé par le groupe de travail AMG. Les résultats ont donc été interprétés en écart (avec et sans méthanisation) en faisant l'hypothèse que, à mode d'exploitation et production identiques, l'effet de la prairie sur le stock de C du sol est constant.

TABLEAU 1 : Evolution (par simulation sur 20 ans) des taux de matière organique (MO) et écarts entre situations sans et avec méthanisation dans les 10 exploitations agricoles suivies.

TABLE 1: Changes in organic matter levels (MO) on the 10 study farms when biogas plants were present and absent (simulations run over 20 years).

Il semble donc que la méthanisation ne modifie pas les apports de carbone stable.

Ceci pourrait s'expliquer par le fait que les organismes présents en méthanisation ne sont pas capables de dégrader la lignine, principale source de formation d'humus. Aussi, la perte de carbone au cours de la digestion anaérobie ne modifie pas la quantité de carbone restant.

Impact de la méthanisation sur la MO¹⁸⁶

EFFET DE LA METHANISATION SUR LA MO

Peu d'informations disponibles à partir d'essais de longue durée

2 études menées en Allemagne (Möller, 2009; Bachmann et al, 2014) sur sols limoneux et sablo-limoneux avec 1,8 et 2,5 % de MO initiale



Pas de différences significatives entre des stratégies de restitutions d'effluents bruts et résidus de cultures et des restitutions d'un digestat de ces mêmes mélanges, au bout de 3 et 4 ans

Le carbone perdu pendant le procédé de digestion anaérobie est compensé par une moindre dégradation du carbone restant (Möller, 2015)

¹⁸⁵ Sabine Houot et al., « Quelle place pour la méthanisation dans la gestion de la matière organique à l'échelle de l'agrosystème ». INRA. Journées Recherche Innovation biogaz méthanisation, Limoges, 2016.

¹⁸⁶ Safya Menasseri-Aubry, id.

- Effet sur le carbone labile

La méthanisation diminue la fraction la plus rapidement biodégradable de la matière organique, entrant en concurrence directe avec l'énergie disponible pour les organismes du sol, qui se nourrissent des mêmes matières. Les effets sont nettement moins connus et on ne dispose pas suffisamment de retour d'expérience.

Néanmoins, certains effets commencent à être documentés. Des travaux comparatifs¹⁸⁷ montrent que l'utilisation de matières digérées au lieu de matières brutes n'a pas d'effet significatif sur le carbone organique du sol, sur le rapport C/N, sur la structure microbiologique du sol (rapport champignons / bactéries). Il existe des différences sur l'activité respirométrique, mais qui sont masquées par les variabilités de la nature du sol, et des effets négatifs mais provisoires sur les champignons saprophytes, ainsi que sur la colonisation microbiologique des racines, mais qui n'est pas un effet propre à la méthanisation¹⁸⁸.

En réalité, il existe plusieurs catégories de matières organiques qui se dégradent à des vitesses très variables, avec des passages de catégories vers une autre au cours du processus. On peut considérer que la méthanisation n'attaque que la fraction que l'on peut qualifier de « rapidement biodégradable », et qui pour la paille représente 40 % de la teneur initiale en matière organique. Or, les dynamiques de décomposition de la paille au champ montre que celle-ci perd justement 40 % de sa masse en 1 à 2 mois.

L'apport de carbone très labile n'est pas nécessairement un avantage systématique. La décomposition de matières fraîches apportées en grandes quantités peut provoquer des phénomènes de « faim d'azote », car ce processus mobilise l'azote présent dans le sol. Ceci peut poser problème, notamment si l'on désire implanter des CIMSE après récolte.

Trois phénomènes entrent alors en compétition :

1. d'une part on dispose de reliquats d'azote après récolte,
2. que l'on cherche à capter en implantant des CIMSE, qui ont besoin d'azote pour se développer,
- mais 3. La décomposition des résidus de cultures va également mobiliser de l'azote.

D'où l'idée de fractionner les apports de matières labiles, afin d'éviter ces phénomènes ponctuels, et surtout également de pouvoir nourrir le sol en permanence, et non par « à coup » deux fois par an, l'une lors de la moisson (résidus de culture) et l'autre après le broyage des engrais verts ou des CIMSE.

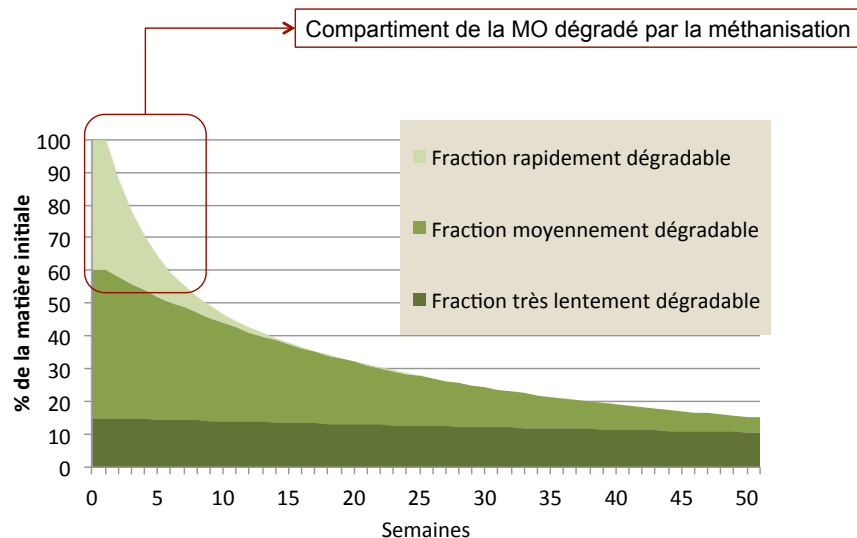
¹⁸⁷ Stefanie Wenzel et al., « Response of soil fertility indices to long-term application of biogas and raw slurry under organic farming ». *Applied Soil Ecology*, Août 2015.

¹⁸⁸ Stefanie Wenzel et Rainer Georg Joergensen, « Effects of biogas and raw slurries on grass growth and soil microbial indices ». *Journal of Plant Nutrition Soil Science* 2016, 179, 215–222

Dans ce cas, la méthanisation peut jouer un rôle au contraire positif, dans la mesure où elle restitue une partie du carbone labile, mais uniquement la fraction dont la vitesse de décomposition est suffisamment rapide pour fournir de l'énergie disponible dans l'année, et suffisamment lente pour éviter les phénomènes décrits ci-dessus.

La comparaison entre utilisation de matières non digérées avec des matières digérées montre qu'à long terme, les écarts sont faibles voire négligeables¹⁸⁹.

Dynamique de dégradation de la matière organique des pailles laissées au champ (schéma de principe)



- Compenser

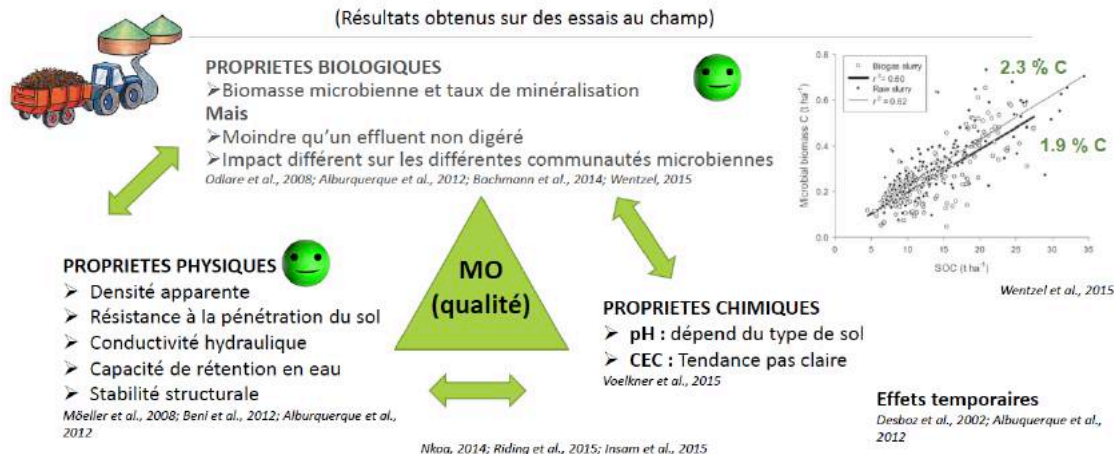
Les effets négatifs peuvent être par ailleurs compensés par une modification des pratiques. Le non-labour et le recours aux cultures intermédiaires fournissent un apport de carbone conséquent, pour la fraction stable comme pour la fraction labile.

De même, les propriétés physiques des sols peuvent être affectées : si certaines peuvent en être améliorées, d'autres peuvent être dégradées, par exemple la résistance à la battance. La stabilité structurale du sol peut en effet diminuer du fait d'une accumulation de cations monovalents de matières en suspension.

¹⁸⁹ Kurt Möller. Effects of anaerobic digestion on soil carbon and nitrogen turnover, N emissions, and soil biological activity. A review. *Agronomy for Sustainable Development*, Springer Verlag/EDP Sciences/INRA, 2015, 35 (3), pp.1021-1041.

EFFETS SUR LES PROPRIETES DES SOLS

(Résultats obtenus sur des essais au champ)



Impact de la méthanisation sur les propriétés du sol¹⁹⁰

17.1.1.3 Conclusion sur les prélèvements de biomasse

Actuellement, rien ne laisse penser que les prélèvements de résidus de culture ou de CIMSE avec retour au sol après digestion, puissent présenter des effets négatifs. De nombreux travaux montrent que la méthanisation ne réduit pas la quantité de carbone stable dans les sols. Ceux qui ont été menés actuellement sur l'impact du carbone labile ne montrent pas d'effets négatifs significatifs. Enfin, les effets sur les différentes propriétés physiques, chimiques ou biologiques des sols sont très divers, mais les effets négatifs potentiels semblent pouvoir être compensés par des pratiques appropriées.

Il n'existe pas d'indicateur permettant de fixer un taux limite de prélèvement à ne pas dépasser.

Actuellement, on peut considérer que près de la moitié de la biomasse végétale produite par l'ensemble de l'agrosystème national est laissée au champ, sous forme de résidus de culture, racines, déjections d'élevage, l'autre moitié est exportée à des fins alimentaires (animaux d'élevage compris) ou exportée hors frontières¹⁹¹.

¹⁹⁰ Safya Menasseri-Aubry, id.

¹⁹¹ Voir Aferres2050, édition 2016. La production agricole végétale primaire est estimée à 4000 PJ environ, et la quantité de matières restituées au sol à 2000 PJ.

17.1.2 Le bilan carbone des bioénergies n'est pas « intrinsèquement neutre »

17.1.2.1 La neutralité carbone du bois en question

Le matériau bois est réputé « climatiquement neutre » puisqu'il stocke du carbone. Le bois énergie également était jusqu'à présent considéré comme climatiquement neutre, dans la mesure où sa combustion relargue le carbone absorbé pendant la phase de croissance de l'arbre. Ce raisonnement est valable pour des cultures annuelles et des cycles courts. Pour la forêt, il ne vaut que si celle-ci a atteint son climax, c'est-à-dire un état stable dans lequel la régénération compense la mortalité. Le prélèvement de bois, pour des forêts gérées durablement, ne modifie pas le stock sur pied. La substitution de bois énergie vient donc diminuer les émissions de gaz carbonique dues au déstockage de carbone engendré par la combustion d'une ressource fossile.

Or nos forêts ne sont pas toutes parvenues au stade climacique : pour preuve, la forêt française dans son ensemble stocke du carbone en quantités massives. Le non-prélèvement de bois constitue une forme de stockage de carbone, que l'on peut comparer aux différentes formes d'utilisation du bois. Le bilan net repose sur la notion de durée de cycle. Un usage de long terme (charpentes) permet de stocker du carbone sur plusieurs décennies, générations voire siècles. Un usage de moyen terme (papier, meubles) ou de court terme (énergie) constitue un cycle plus court, de quelques années en moyenne, et ne constitue pas une forme durable de stockage.

Evaluer le bilan carbone des usages bois, matériau ou énergie, revient à comparer plusieurs scénarios de sylviculture et d'utilisation du bois, et ces comparaisons suscitent de nombreux débats et controverses¹⁹². On oppose généralement un effet « séquestration » (stocker du carbone dans les écosystèmes forestiers ou dans les produits bois) et un effet « substitution » (remplacer des énergies et matériaux à forte empreinte carbone - fossiles, aluminium, béton...- par des produits biosourcés). Selon les scénarios, le « temps de retour carbone », c'est-à-dire la durée nécessaire pour obtenir un bilan positif en cas d'augmentation des prélèvements, varie entre 10 ans et 50 ans.

17.1.2.2 Privilégier les itinéraires à faible temps de retour carbone

Il existe un consensus assez large de priorisation au bois matériau pour la construction, qui offre des durées de stockage les plus longues. Dans ce contexte, la valorisation énergétique du « bois lié », c'est-à-dire des compartiments impropres à un usage construction, présente un bilan neutre, puisqu'il s'agit dans ce cas d'un sous-produit d'une activité principale, qui se serait décomposé sur place s'il n'était pas utilisé.

A l'inverse, un usage purement énergétique du bois peut présenter un temps de retour carbone élevé, si le prélèvement s'effectue dans une forêt en pleine croissance. C'est le cas des taillis par exemple : il s'agit d'une forme de sylviculture traditionnelle mais finalement assez intensive, avec le prélèvement de rejets âgés de 8 à 10 ans. Elle pourrait être comparée à d'autres scénarios, notamment de conversion en futaie. Mais pour que cette comparaison soit pertinente (et le solde du bilan carbone calculable), encore faut-il que les débouchés en bois d'œuvre existent.

¹⁹² Voir l'avis de l'ADEME : Forêt et atténuation du changement climatique, Juin 2015.



Ce qui n'est pas le cas pour le bois d'œuvre feuillu actuellement. Or la forêt française est majoritairement constituée de feuillus, tandis que la demande porte surtout sur les résineux. Augmenter le bois dans la construction pourrait conduire paradoxalement à une augmentation des importations de résineux alors que la forêt feuillue française resterait sous-valorisée.

Augmenter les usages du bois d'œuvre feuillu est le principal pivot des futures politiques sylvicoles. Il n'est pas le seul : les politiques de substitution peuvent s'accompagner d'une sylviculture dynamique qui permet d'augmenter le potentiel de séquestration. Les deux logiques ne sont pas systématiquement en affrontement. L'enjeu est au contraire de maximiser les synergies possibles.

17.1.2.3 Le débat : « sylviculture constante » vs « sylviculture dynamique »

Jean-Luc Peyron, directeur d'ECOFOR, a posé récemment les premiers jalons quantifiés du devenir à long terme de la forêt française, selon différents scénarios climatiques et sylvicoles¹⁹³.

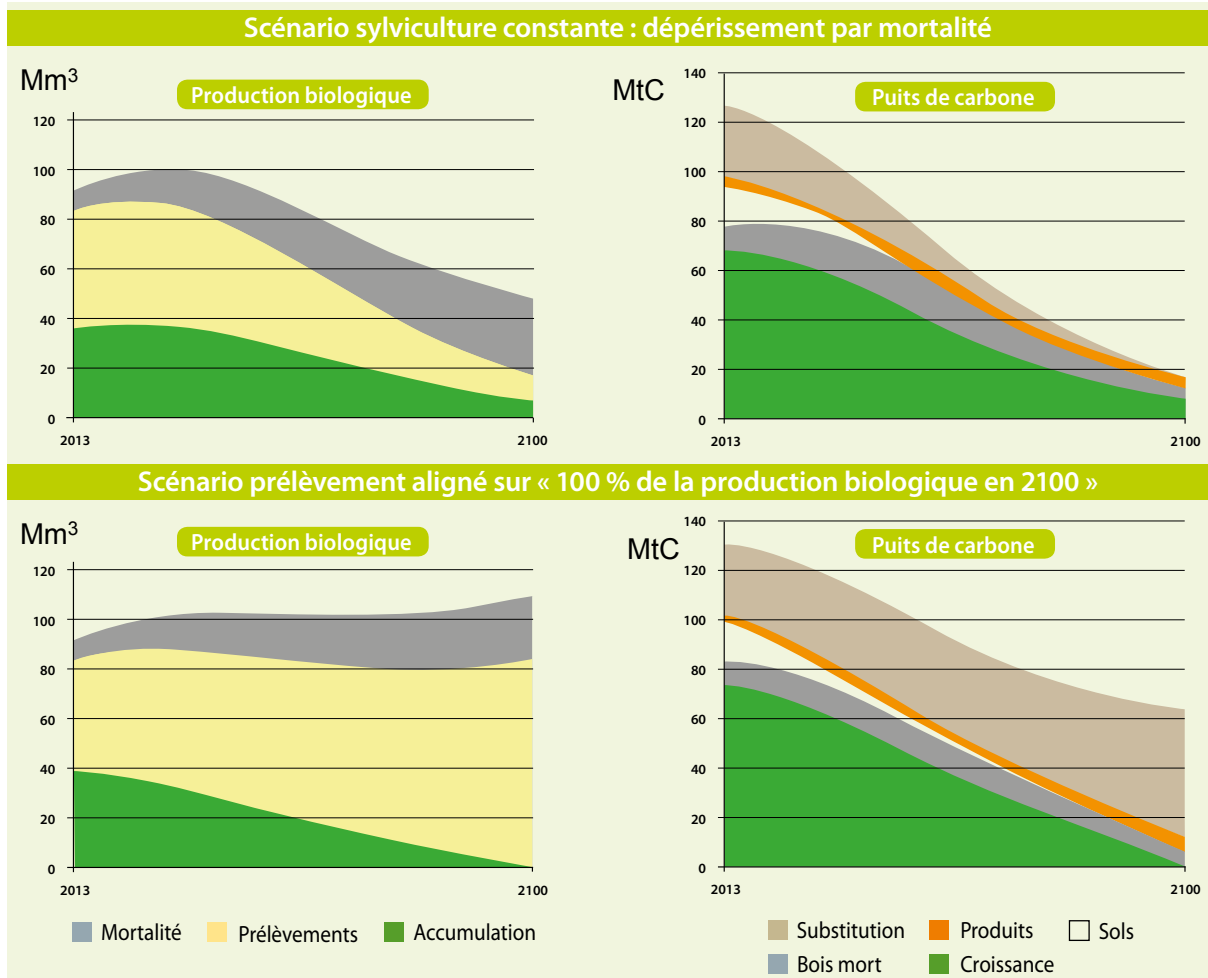
Dans le scénario « sylviculture constante » (graphiques du haut), la production biologique annuelle (graphique de gauche) finit par diminuer, et la mortalité emporte l'essentiel de l'accroissement. Les prélèvements s'effondrent, et l'accumulation de biomasse en forêt également. Dans le scénario « sylviculture dynamique », les prélèvements sont alignés sur « 100 % de l'accroissement net annuel ». La production biologique se maintient, voire augmente. L'accumulation nette finit par devenir nulle.

La fonction « puits de carbone » (graphiques de droite) - la somme du stockage dans la forêt (croissance, bois morts et sols) et dans les produits biosourcés (matériaux et énergie, en cumulant les effets de séquestration et de substitution) de la forêt française en 2100 chute très fortement dans le scénario à sylviculture constante en 2100, et est divisé par deux dans le scénario dynamique. Ces travaux encore exploratoires ont le mérite de souligner l'importance de la prise en compte du temps long, et de raisonner au-delà de 2050 : le diagnostic est différent si l'on raisonne à court, moyen et long terme.

¹⁹³ Cité par « Climat, Forêt, Société – Livre Vert », Y. Caulet, Nov. 2015.



Figure 105 – Scénarios de sylviculture d'Ecofor



17.2 Hypothèses détaillées sur le potentiel de biomasse agricole végétale

17.2.1 Méthodologie générale

La disponibilité en ressources agricoles végétales est calculée à partir des surfaces de chaque culture, et de coefficients permettant d'estimer la production de résidus de culture d'une part, et de CIMSE d'autre part.

Différents jeux de coefficients permettent de fixer un taux de mobilisation en fonction de critères agro-environnementaux d'une part (limite d'exportation de la matière organique), et de critères socio-économiques d'autre part (taux de mise en œuvre, ou MEO).

17.2.1.1 Sources de données

Les données utilisées proviennent :

- du recensement agricole de 2010¹⁹⁴ qui fournit des données détaillées au niveau cantonal, sauf exception¹⁹⁵,
- de la Statistique Agricole Annuelle (SAA) qui donne les surfaces détaillées par département tous les ans, et la SAU à l'échelle communale.

Les productions végétales sont obtenues par multiplication des surfaces et des rendements.

Tableau 48 – Sources de données

	Assolement	Rendement	Produit (P=AxR)
Sources de données	RA	AGRESTE	AGRESTE, FAO
Description	Année Commune	Année Département (ou région)	Année Commune (calculé)
Projection	Région	Région	

Selon les besoins, les données disponibles à un niveau géographique supérieure (par exemple le canton ou de département) sont désagrégées au niveau inférieur (par exemple respectivement la commune ou le canton) au prorata de la SAU.

Il existe un écart entre les données disponibles à un niveau géographique donné avec le niveau géographique inférieur, du fait du secret statistique. Une correction est apportée si nécessaire lorsque l'écart est significatif, par répartition au prorata de la SAU sur les territoires sans données. La différence totale est de 0,5% pour les principales cultures, mais elle peut atteindre 29 % sur certaines cultures mineures.

¹⁹⁴ Le Recensement Agricole (RA) est effectué tous les 10 ans.

¹⁹⁵ Surface cultivée en pommes de terre qui est issue des données de la Statistique Agricole Annuelle (SAA) au niveau départemental.



17.2.1.2 Assolements et surfaces agricoles

Nous avons sélectionné 14 cultures ou groupes de cultures représentant plus de 90 % des terres arables :

- Le blé tendre d'hiver et de printemps
- Le blé dur d'hiver et de printemps
- Le triticale
- Le seigle
- L'orge et l'escourgeon
- L'avoine
- Le maïs grain
- Le maïs fourrage
- Le sorgho
- Le soja
- La betterave industrielle
- Le tournesol
- Le colza et la navette
- La pomme de terre

17.2.1.3 Les rendements

Les rendements sont fixés sur la base de la moyenne des 10 dernières années, au niveau départemental pour 5 des principales cultures, au niveau national pour les autres.

Tableau 49 - Tableau 1: Modalité de calcul du rendement de référence par culture

Cultures	Echelle territoriale	Années de référence	Source
Blé tendre	Département	Moyenne 2006-2015	SAA
Orge	Département	Moyenne 2006-2015	SAA
Betterave	Département	Moyenne 2006-2015	SAA
Pommes de terre	Département	Moyenne 2006-2015	SAA
Tournesol	Département	Moyenne 2006-2015	SAA
Maïs fourrage	France	2010	SAA
Avoine	France	Moyenne 2006-2015	SAA
Blé dur	France	Moyenne 2006-2015	SAA
Triticale	France	Moyenne 2006-2015	SAA
Maïs grain/semences	France	Moyenne 2006-2015	SAA
Colza (navettes)	France	Moyenne 2006-2015	SAA
Seigle	France	Moyenne 2006-2015	SAA
Sorgho	France	Moyenne 2006-2015	SAA
Soja	France	Moyenne 2006-2015	SAA



17.2.1.4 Projection des surfaces et rendements à l'horizon 2050

Le rendement des principales cultures a été modélisé à l'horizon 2050 pour chaque région. Il est affecté au niveau cantonal et permet de déterminer une production agricole par canton et par culture. Ces rendements tiennent compte des évolutions de climat à l'horizon 2050. Ils sont basés sur les travaux de l'INRA réalisés dans le cadre du programme CLIMATOR, en restant prudents sur les améliorations potentielles de rendement. Le scénario retenu pour la modélisation est le RCP 6.0, ce qui correspond pour la France à une augmentation moyenne de température de 1,6°C pour 2020-2050 et de 3°C pour 2070-2100. Il s'agit d'un scénario peu optimiste qui conduit à une moyenne mondiale de +2,2°C.

D'autre part, on fait l'hypothèse d'une évolution des systèmes de production plus marquée vers l'agriculture de conservation et l'agriculture biologique, ce qui conduit à diminuer les rendements de grains.

La projection des surfaces provient de l'étude Afterres2050. L'outil utilisé à cet effet, MoSUT¹⁹⁶ utilise environ 110 types de surfaces différentes, dont 90 pour les surfaces agricoles et 20 pour les surfaces non agricoles. Afterres2050 propose un assolement pour chaque région, tenant compte notamment de l'artificialisation, de l'évolution du rapport entre céréales et protéagineux, des besoins en cultures fourragères, de l'évolution des surfaces de prairies, etc. Certaines évolutions sont exogènes (l'agriculture (artificialisation), d'autres sont liées à une évolution des besoins (surfaces fourragères). Le calcul veille à maintenir constante la surface totale de chaque région.

Nous avons choisi d'affecter le coefficient de chaque culture selon chaque région, à toutes les surfaces d'une même région. Par exemple la sole en blé tendre en région Ile-de-France en 2050 est de 73 % de la sole en blé tendre en IDF en 2010 : on affecte donc toutes les surfaces de blé tendre d'un coefficient 0,73 pour chaque canton de la région IDF.

Ce calcul permet un travail en première approche au niveau cantonal qui est suffisante pour les besoins de la présente étude.

Ce travail permet d'évaluer le potentiel de production de résidus de cultures, et les surfaces respectives de cultures d'hiver et de cultures d'été pour estimer la production de cultures intermédiaires.

¹⁹⁶ Modèle Systémique d'utilisation des terres : outil développé par SOLAGRO pour réaliser des travaux de prospective. Il s'agit d'un modèle de flux entre l'agriculture et les usages finaux de produits agricoles (alimentation, exportation, etc.) permettant de caractériser les consommations intermédiaires (engrais, énergie, etc.) et les impacts (émissions de gaz à effet de serre, d'ammoniac, etc.)



17.2.2 Résidus de cultures

17.2.2.1 Production de résidus de cultures

Pour les cultures, les « résidus de surface »¹⁹⁷ correspondent à la partie aérienne de la culture hors la récolte *senso strictus*, c'est-à-dire hors grain pour les COP (céréales et oléoprotéagineux) et feuillage récolté pour les plantes fourragères.

Les résidus de culture regroupent l'ensemble des pailles de céréales et d'oléagineux, cannes de maïs et de tournesol, collets et fanes de betteraves. Ces résidus sont générés au champ lors de la récolte. Certains sont laissés sur place et d'autres sont récoltés.

On peut également y inclure les sous-produits après récolte comme les issues de silo.

Tableau 50 - Tableau 1: Liste des résidus de culture pris en compte

Résidus de culture	Paille de céréale	Blé tendre
Résidus de culture	Paille de céréale	Blé dur
Résidus de culture	Paille de céréale	Triticale
Résidus de culture	Paille de céréale	Orge
Résidus de culture	Paille de céréale	Avoine
Résidus de culture	Paille de céréale	Seigle
Résidus de culture	Paille de céréale	Sorgho
Résidus de culture	Cannes de maïs	Maïs grain
Résidus de culture	Menue paille	
Résidus de culture	Pailles d'oléagineux	Colza et navette
Résidus de culture	Pailles de soja	Soja
Résidus de culture	Cannes de tournesol	Tournesol
Résidus de culture	Fanes de betterave	Betterave
Résidus de culture	Fanes de pomme de terre	Pomme de terre
Résidus de culture	Menue paille	

La production de résidus de cultures provient du CITEPA¹⁹⁸, qui compile de nombreuses données et fait désormais référence en la matière. Le CITEPA fournit un « indice de récolte » qui permet de calculer la production de résidus de surface pour chaque culture selon l'équation suivante :

$$Rdt_{RS}(i,t) = Rdt_P(i,t) \cdot \frac{1-IR(i)}{IR(i)} \cdot \%MS(i)$$

avec :

¹⁹⁷ C'est à dire qui ne prennent pas en compte les racines

¹⁹⁸ Méthodologie d'estimation des quantités de matière sèche et d'azote contenues dans les résidus de culture en France. CITEPA, Janvier 2013.

$Rdt_{RS}(i,t)$: rendement de résidus de surface de la culture i dans le territoire t (en tMS/ha)

$Rdt_P(i,t)$: rendement de la production de la culture i dans le territoire t (en tMB/ha)

IR(i) : indice de récolte de la culture i (sans unité)

%MS(i) = taux de matière sèche du produit de la culture i (sans unité)

i = nature de la culture

Tableau 51 - Indices de récolte (IR) retenus pour les inventaires nationaux d'émissions (Source : CITEPA)

Espèce cultivée	Source	Moyenne	Médiane	Ecart-type	Nombre de références
Blé tendre hiver	ARVALIS Institut du végétal [10]	0,49	0,50	0,05	1292
Blé dur	ARVALIS Institut du végétal [10]	0,44	0,44	0,06	466
Orge de printemps	ARVALIS Institut du végétal [10]	0,53	0,54	0,04	281
Orge d'hiver	Azofert [11]	0,50			
Triticale	ARVALIS Institut du végétal [10]	0,44	0,44	0,04	189
Maïs grain	ARVALIS Institut du végétal [10]	0,49	0,49	0,06	549
Pois protéagineux	ARVALIS Institut du végétal [10]	0,58	0,58	0,07	52
Fèverole	ARVALIS Institut du végétal [10]	0,53	0,54	0,05	32
Betteraves	Azofert [11]	0,75			
Petite carotte	Azofert [11]	0,83			
Grosse carotte	Azofert [11]	0,88			
Colza	Azofert [11]	0,29			
Haricots	Azofert [11]	0,17			
Lin graine	Azofert [11]	0,41			
Maïs fourrage	Azofert [11]	0,90			
Oignon	Azofert [11]	0,89			
Pomme de terre	Azofert [11]	0,80			
Seigle	Azofert [11]	0,50			
Avoine	IPCC GPG 2000 [3]	0,43			
Riz	IPCC GPG 2000 [3]	0,42			
Millet	IPCC GPG 2000 [3]	0,42			
Sorgho	IPCC GPG 2000 [3]	0,42			
Soja	IPCC GPG 2000 [3]	0,32			
Tournesol	UNIP[13]	0,33			

Lorsque l'indice de récolte vaut 0,5, la masse de résidus de cultures est égale à la masse de fraction récolte (grain ou fourrage), le tout étant exprimé sur matière sèche¹⁹⁹.

¹⁹⁹ La teneur en MS est fixée pour chaque culture au niveau national.

17.2.2.2 Fraction récoltable des résidus de culture

Les résidus de cultures se composent de la "paille récoltable", nommée paille ci-après, et des chaumes qui sont des résidus de cultures laissés au champ : les chaumes représentent la tige restant en place après récolte, sa hauteur dépend de la hauteur de la barre de coupe, qui peut être réglée (jusqu'à une hauteur minimale limite) en fonction des objectifs de gestion des résidus.

La paille (récoltée) de la culture est obtenue en appliquant un coefficient d'abandon (ou de perte) des résidus de culture, qui correspond à la part des chaumes et des menues pailles.

Équation 2 : Calcul du rendement en paille de la culture

$$Rdt_{paille}(i,t) = [1 - \%Abandon(i)] \cdot Rdt_{RS}(i,t)$$

avec :

$Rdt_{paille}(i)$: rendement de paille de culture i (en tMS/ha)

$Rdt_{RS}(i,t)$: rendement de résidus de surface de la culture i dans le territoire t (en tMS/ha)

$\%Abandon(i)$ = taux d'abandon des résidus de surface de la culture i (sans unité)

i = nature de la culture

Le taux d'abandon par culture est fourni par la bibliographie et à dire d'expert.

Tableau 52 - Taux d'abandon des résidus de culture (chaumes et menues pailles)

Principales cultures	Taux d'abandon (1)	Principales cultures	Taux d'abandon(2)
Blé tendre	40%	Colza	50%
Orge d'hiver	55%	Mais-grain	40%
Orge de printemps	65%	Tournesol	40%
1. Source : Exporter des pailles sans risque pour l'état organique des sols, FRCA Picardie et COOPENERGIE Picardie, 2008			
2. Source : Solagro			



17.2.3 Cultures intermédiaires multi-services environnementaux (CIMSE)

17.2.3.1 Production de CIMSE

On distingue deux grandes catégories de cultures intermédiaires multi-services (CIMSE) selon leur période d'implantation (semis) :

- Les CIMSE d'été semées dès après la récolte d'une culture principale qui finit son cycle cultural en début de l'été au plus tard.
- Les CIMSE d'hiver sont un précédent cultural d'une culture de printemps, c'est-à-dire qu'elles sont semées à l'automne et récoltées avant le semis de ladite culture.

A titre d'exemple on peut citer comme espèces :

- Pour les CIMSE d'été : maïs, sorgho, tournesol, avoine, moha, ray grass, mélanges (Avoine/pois, Avoine/vesce/pois, Moha/trèfle d'alexandrie, Trèfle/moha)
- Pour les CIMSE d'hiver : Ray-grass, Seigle forestier, Triticale, Mélange avoine / seigle, Colza, Féverole

- Cultures concernées par les CIMSE d'hiver et CIMSE d'été en 2010 et 2050

Dans la méthodologie d'estimation des surfaces de CIMSE en 2010, nous considérons que :

- les CIMSE d'été ne peuvent être implantées qu'après la seule culture d'orge d'hiver (aussi appelé escourgeon).
- les CIMSE d'hiver ne peuvent être implantées qu'avant les cultures de printemps suivantes :
 - Le tournesol
 - Le sorgho
 - L'orge de printemps
 - La betterave
 - La pomme de terre
 - Le soja

En 2050, les surfaces de CIMSE d'été pourront être implantées également sur l'orge d'hiver, le blé, le pois et la catégorie « autres céréales » (triticale, avoine, seigle, méteils), compte tenu de la modification du calendrier de cultures.

Les surfaces d'implantation des CIMSE d'été et d'hiver en 2010 et 2050 sont celles des surfaces de cultures principales définies dans le tableau ci-dessous.



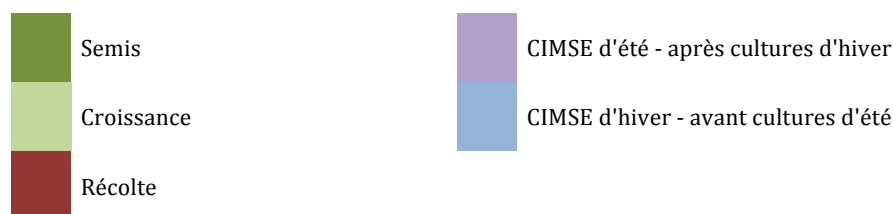
Tableau 53 - Type de CIMSE par culture principale en 2010 et 2050

Culture principale	CIMSE en 2010	CIMSE en 2050
Colza		CIMSE d'été
Orge d'hiver	CIMSE d'été	CIMSE d'été
Blé d'automne		CIMSE d'été
Autres céréales		CIMSE d'été
Blé de printemps	CIMSE d'hiver	CIMSE d'hiver
Orge de printemps	CIMSE d'hiver	CIMSE d'hiver
Tournesol	CIMSE d'hiver	CIMSE d'hiver
Sorgho	CIMSE d'hiver	CIMSE d'hiver
Maïs (hors maïs-maïs et prairie-maïs)	CIMSE d'hiver	CIMSE d'hiver
Betterave	CIMSE d'hiver	CIMSE d'hiver
Pomme de terre	CIMSE d'hiver	CIMSE d'hiver
Soja	CIMSE d'hiver	CIMSE d'hiver
Pois	CIMSE d'hiver	CIMSE d'hiver

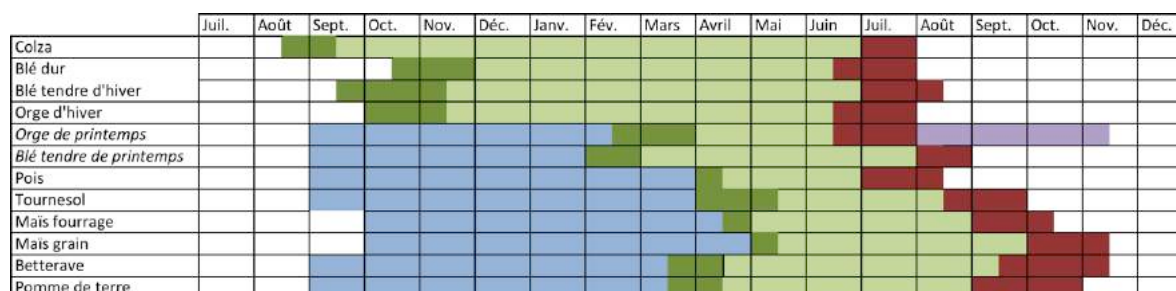


Figure 106 – Calendrier d’implantation des CIMSE

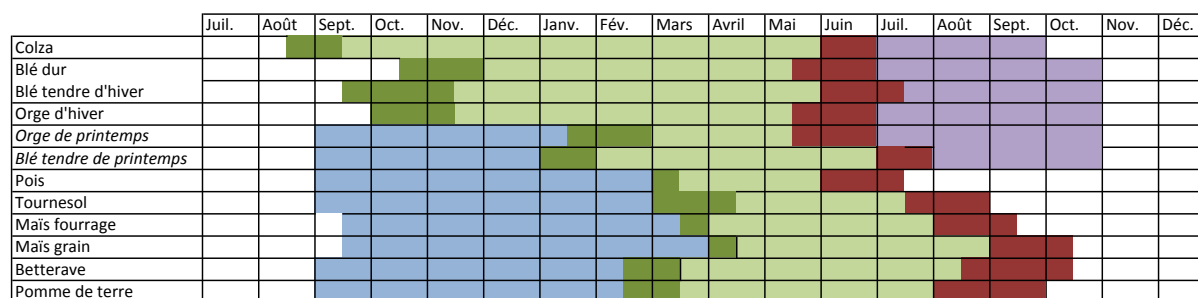
Légende du graphique



2010 – calendrier d’implantation des CIMSE



2050 – calendrier d’implantation des CIMSE



- **Evaluation du potentiel de production de CIMSE par département**

Le potentiel de mise en place de CIMSE dépend des facteurs pédoclimatiques locaux.

Des suivis de mise en culture de CIMSE permettent d’évaluer des potentiels de rendements dans certains territoires (cf. infra). Des informations complémentaires, à dire d’experts, ont été mobilisées.

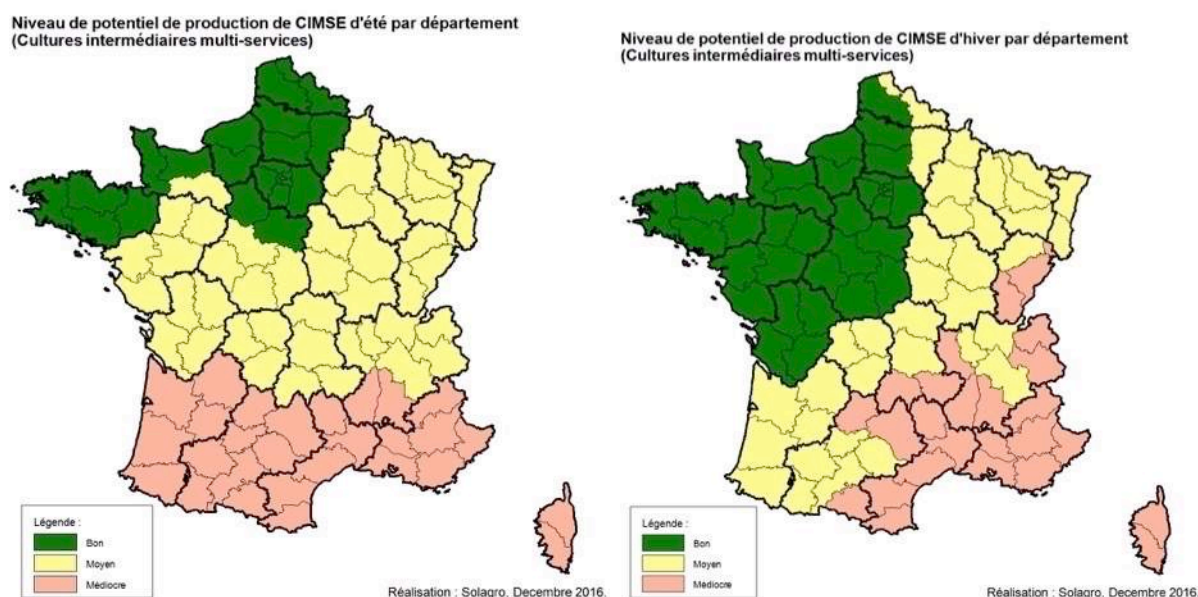
A chaque niveau de potentiel de CIMSE (bon, moyen, médiocre) correspond un rendement moyen de production.

Pour chaque département, un niveau de potentiel a été appliqué.

Les cartes du niveau de potentiel des CIMSE d’hiver et des CIMSE d’été sont présentées ci-après.



Figure 107 - Cartes du potentiel de CIMSE par département



Les rendements moyens de production de CIMSE varient en fonction des conditions pédoclimatiques, particulièrement celles auxquelles est soumise la CIMSE lors de son implantation.

En outre, on fait l'hypothèse qu'une CIMSE n'est récoltée que si elle atteint un seuil de rendement minimum qui rend la récolte économiquement possible.

Le tableau suivant indique les hypothèses de production selon la nature des CIMSE (été ou hiver) et le contexte pédoclimatique (bon / moyen / médiocre).

Tableau 54 - Rendement ($t_{MS}/ha/an$) moyen de production des CIMSE en 2050 selon le contexte pédoclimatique

Contexte pédoclimatique	CIMSE d'été			CIMSE d'hiver		
	Bon	Moyen	Médiocre	Bon	Moyen	Médiocre
1er décile	5,0	4,0	3,0	7,0	6,0	5,0
2ème décile	4,7	3,7	2,7	6,4	5,4	4,4
3ème décile	4,5	3,5	2,5	6,0	5,0	4,0
4ème décile	4,4	3,4	2,4	5,7	4,7	3,7
5ème décile	4,2	3,2	2,2	5,4	4,4	3,4
6ème décile	4,0	3,0	2,0	5,1	4,1	3,1
7ème décile	3,9	2,9	1,9	4,8	3,8	2,8
8ème décile	3,7	2,7	1,7	4,4	3,4	2,4
9ème décile	3,6	2,6	1,6	4,1	3,1	2,1
10ème décile	3,4	2,4	1,4	3,8	2,8	1,8
Rendement moyen de production ($t_{MS}/ha/an$)	4,1	3,1	2,1	5,3	4,3	3,3
Rendement moyen de récolte - seuil 4 t_{MS} ($t_{MS}/ha/an$)	2,7	0,4	0,0	4,9	3,0	1,3

Ce tableau permet d'estimer le rendement moyen de production, ainsi que le rendement moyen de récolte en fonction du seuil de récolte (ici, 4 t_{MS}/ha).

Ces rendements de production sont différents des valeurs adoptées dans l'étude ADEME/Solagro/Inddigo²⁰⁰ sur le potentiel national de biogaz par Solagro pour le compte de l'ADEME.

L'étude de 2013 visait un horizon de 2030, et la méthode consistait à projeter à cette date les données techniques issues des pratiques actuelles. Ainsi, les références en CIMSE d'été actuelles concernent les meilleures terres, dans de bonnes conditions pédoclimatiques, avec des intercultures de type sorgho : d'où des rendements à l'hectare plus élevés que les CIMSE d'hiver actuelles.

Le changement climatique va décaler la date de semis possible des CIMSE d'été, autorisant leur culture après le blé tendre. Les surfaces concernées vont donc augmenter considérablement, puisque la sole blé tendre est de près de 5 millions d'hectares. Paradoxalement, c'est l'extension de la pratique des CIMSE d'été dans des contextes moins favorables qui conduit à une diminution relative de leur rendement, par rapport à l'étude de 2013.

Concernant les CIMSE d'hiver, les hypothèses adoptées en 2013 étaient basées sur les pratiques actuelles, où les CIMSE doivent être détruites environ 2 mois avant le semis de la culture principale, pour les travaux de préparation. A l'horizon 2050, les pratiques de semis direct sont supposées être utilisées à grande échelle. Aussi, la majorité des CIMSE d'hiver gagneraient environ 2 mois, en février et mars, ce qui augmenterait fortement le rendement. Inversement, les dates de semis des cultures principales vont avancer, réduisant la durée de pousse des CIMSE d'hiver. On le constate déjà actuellement dans certaines régions : si la date du semis de maïs est avancée en février, la CIMSE qui le précède ne bénéficiera pas du mois de mars. Toutefois cette avancée de la date de semis devrait rester assez marginale. Globalement, les rendements seraient nettement supérieurs, pour les CIMSE d'hiver, aux hypothèses adoptées pour l'étude précédente.

Tableau 55 – Comparaison Etude ADEME 2013 / Etude 100% gaz EnR&R

	Etude 2013		Présente étude	
	Surface, concernée, Mha	Rendement de récolte, tMS/ha	Surface concernée, Mha	Rendement de récolte, tMS/ha
CIMSE hiver	1,2	2,3	3,6	3,1
CIMSE été	0,34	3,7	7,2	1

17.2.3.2 Ressources disponibles pour la méthanisation

- Critère agronomique : le retour au sol de la matière organique

La disponibilité de la paille en filière méthanisation repose d'abord sur des critères agronomiques.

Le tableau suivant indique les quantités de matière présente dans les différents compartiments d'une culture de type blé tendre (avec et sans CIMSE).

²⁰⁰ ADEME, Solagro, et Inddigo, « Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation ».

La totalité du grain est exportée, alors que la totalité des racines et chaumes sont laissées sur place. Si l'on vise un objectif de restitution de 50 % de la totalité de la matière organique produite par exemple, le taux de prélèvement des pailles récoltables atteindrait 49 %.

Tableau 56 - Répartition « type » de la biomasse d'une céréale au sein des différents compartiments (valeurs à titre indicatif) – sans CIMSE

T MS/ha	Primaire	Prélèvement	Export	Retour sol	Taux de prélèvement
Grain	6,0	6,0	6,0	0,0	
Paille récoltable	3,2	1,6		1,6	49%
Autres résidus de surface (chaumes)	2,1			2,1	
Racines	2,2			2,2	
CIMSE (partie aérienne)		0,0		0,0	
Racines CIMSE				0,0	
Vers méthanisation - digestat		1,6	0,8	0,8	
Total	13,5	9,1	6,7	6,7	
% sur primaire			50%	50%	

Avec une implantation de CIMSE, on obtient ce même taux de restitution de 50 % exportant 100 % de la partie aérienne des CIMSE et 82 % des pailles récoltables.

Tableau 57 - Répartition « type » de la biomasse d'une céréale au sein des différents compartiments (valeurs à titre indicatif) – avec CIMSE

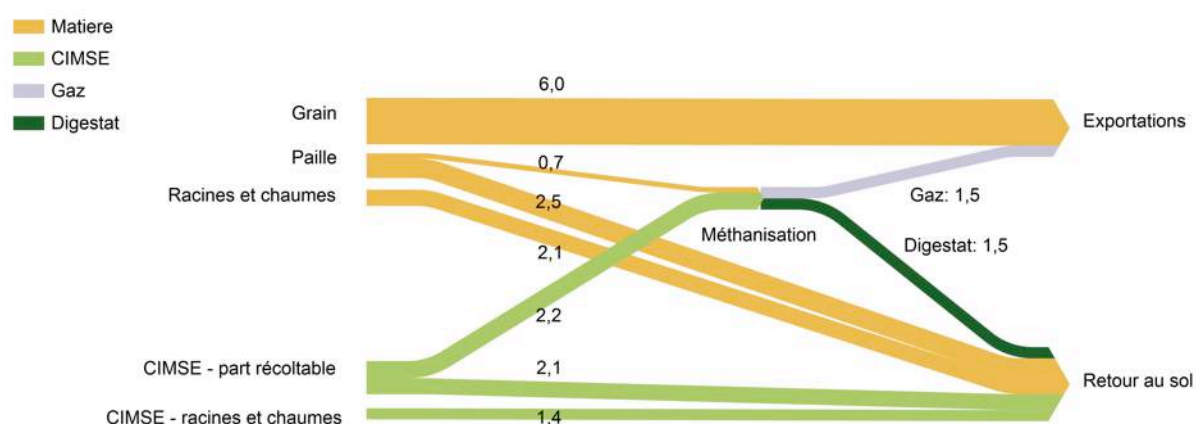
T MS/ha	Primaire	Prélèvement	Export	Retour sol	Taux de prélèvement
Grain	6,0	6,0	6,0	0,0	
Paille récoltable	3,2	2,6		0,6	82%
Autres résidus de surface (chaumes)	2,1			2,1	
Racines	2,2			2,2	
CIMSE (partie aérienne)	3,1	3,1		0,0	100%
Racines CIMSE	1,0			1,0	
Vers méthanisation - digestat		5,7	2,8	2,8	
Total	17,6	17,3	8,8	8,8	
% sur primaire			50%	50%	

Dans le cadre de cette étude, nous adopterons des hypothèses de prélèvement inférieures : en moyenne sur l'ensemble des terres arables, 20 % des pailles et 50 % des CIMSE.

Tableau 58 - Répartition « type » de la biomasse d'une céréale au sein des différents compartiments (valeurs à titre indicatif) – avec CIMSE

T MS/ha	Primaire	Prélèvement	Export	Retour sol	Taux de prélèvement
Grain	6,0	6,0	6,0	0,0	
Paille récoltable	3,2	0,7		2,5	21%
Autres résidus de surface (chaumes)	2,1			2,1	
Racines	2,2			2,2	
CIMSE (partie aérienne)	3,1	1,6		1,6	50%
Racines CIMSE	1,0			1,0	
Vers méthanisation - digestat		2,2	1,1	1,1	
Total	17,6	10,4	7,1	10,5	
% sur primaire			40%	60%	

Figure 108 - Diagramme des flux type



17.2.4 Impacts comparés de scénarios de prélèvement de biomasse agricole végétale sur les gaz à effet de serre

17.2.4.1 Trois scénarios de production et mobilisation de CIMSE

On produit actuellement environ 76 Mt MS de résidus de culture (et un peu de CIMSE) dont 14 Mt sont prélevés pour la litière animale.

Dans le scénario « A » de type Facteur 4, inspiré des prospectives Vision 2050 de l'ADEME ou Afterres2050 de Solagro, on produit moins de résidus de culture compte tenu de l'évolution de l'assolement et surtout de la diminution des rendements, mais beaucoup plus de CIMSE, soit 103 MtMS au total. On en prélève 42 MtMS dont 7,6 pour la litière et le reste pour la méthanisation : soit 12 MtMS de résidus de culture (20 % de la production de résidus de surface) et 21 MtMS de CIMSE (soit 50 % de la production moyenne annuelle).

Un second scénario « AB » est construit avec une moindre production de CIMSE et de résidus de cultures. Ce scénario est compatible avec le scénario B dit « tendanciel », mais il peut aussi être compatible avec une variante du scénario A dans laquelle la production de CIMSE serait sensiblement inférieure. Celles-ci seraient réservées par exemple aux contextes pédoclimatiques les plus favorables.

En effet, le fait de donner une valeur économique aux CIMSE est un très puissant facteur d'incitation à leur mise en place. Un scénario où l'on généraliserait les CIMSE avec des niveaux de rendement élevés, sans débouchés économiques pour les CIMSE (autre que de faibles volumes éventuellement en alimentation animale) ne semble guère crédible.

D'où ce scénario AB, où l'on aurait environ deux fois moins de CIMSE que dans le A, par exemple (ce qui représente encore une hypothèse optimiste quant au potentiel de production de CIMSE).

Toutefois, pour aller au bout du raisonnement, un troisième scénario « C » a été bâti sur ces hypothèses : production de CIMSE élevée, identique au scénario A, mais tout est laissé sur place (sauf les besoins de paille pour la litière animale). Ce scénario est compatible avec le scénario C, construit comme étant un scénario mixte entre le A et le B, il peut lui aussi être considéré comme une variante potentielle des scénarios A ou B.

17.2.4.2 Comparaison des scénarios

Les différents scénarios étudiés sont comparés selon 3 critères principaux :

- La quantité totale de matière organique restituée au sol ;
- La quantité de carbone stable, traduite en équivalent CO₂ ;
- La quantité de CO₂ évité par effet de substitution à une énergie fossile.

Le tableau ci-dessous résume les principaux résultats. On compare 2 scénarios : l'un avec une forte production de CIMSE et un taux de prélèvement élevé de CIMSE et de résidus de culture. Un second scénario avec une production moindre de CIMSE et un taux de prélèvement également moindre, limité uniquement aux besoins de pailles pour la litière animale (fumier).

On observe que la quantité totale de matière organique restituée au sol est inférieure dans le scénario A bis, de même que la quantité de CO₂ stocké. Le scénario A, avec forte production / fort taux de prélèvement, est donc meilleur sur les 2 critères à la fois, carbone stable et carbone labile.

Tableau 59 - Comparaison de 4 scénarios de prélèvement de pailles et CIMSE

MtMS	2 010	Sc. A	Sc. B*	Sc. C*
Production globale de CIMSE et résidus de culture	75 533	102 808	82 328	102 808
Abandon au champ	61 204	61 128	74 703	95 183
Prélèvements	14 329	41 680	7 625	7 625
Restitution	7 165	20 840	3 812	3 812
Total retour	68 368	81 968	78 516	98 996
dont MO stable	10 288	13 560	11 373	14 241
Taux dégradation	50%	50%	50%	50%
Fraction stable matières fraîches	14%	14%	14%	14%
Fraction stable digestats	24%	24%	24%	24%
C stocké (kt)	4 630	6 102	5 118	6 408
CO₂ eq stocké (kt)	16 975	22 373	18 766	23 497

On estime la quantité restituée aux sols, qui est la totalité de ce qui est non prélevé plus 50 % de ce qui a été exporté soit pour la litière animale, soit pour la méthanisation. Soit un retour de 68 MtMS aujourd'hui, et beaucoup plus en 2050 : 79 à 99 MtMS selon les scénarios.

Pour estimer le carbone stocké « à long terme » (en réalité 1 an), on estime que le coefficient isohumique est de 14 % pour les matières non digérées et de 12 % pour les matières digérées (soit 24 % sur les digestats puisque ceux-ci représentent 50 % de la masse initiale entrée en méthanisation).

On obtient donc au final actuellement 10,2 MtMS de MO stable, contre 13,6 MtSM dans le scénario A, 11,4 dans le scénario B* et 14,2 dans le scénario C*. On peut estimer l'équivalent CO₂ (à raison de 45 % de Carbone dans la Matière Organique et 44/12 pour le rapport CO₂/C), soit une différence de 1,1 MtéqCO₂ en faveur du scénario A comparé au scénario B*. En revanche le scénario C* stocke plus de carbone, avec un gain de 0,6 MtéqCO₂ comparé au scénario A.

La quantité d'énergie produite dans le scénario A est de l'ordre de 100 TWh de plus que dans B* ou le scénario C*. Ce qui, en comparaison au gaz naturel, et en prenant des coefficients à l'émission de combustion du méthane, représente de l'ordre de 26 MtéqCO₂.

Le scénario A est donc meilleur sur les deux aspects – stockage de carbone dans les sols et substitution – que le scénario B*.

Comparé au scénario C*, celui-ci offre virtuellement une capacité de stockage supérieure au scénario A, si l'on admet toutefois qu'il est faisable. Mais l'effet substitution, de 26 MtéqCO₂ par an, est d'environ 40 fois supérieur à la différence de l'effet stockage, soit 0,6 MtéqCO₂ par an.

17.2.4.3 Autres impacts des prélèvements de matière organique

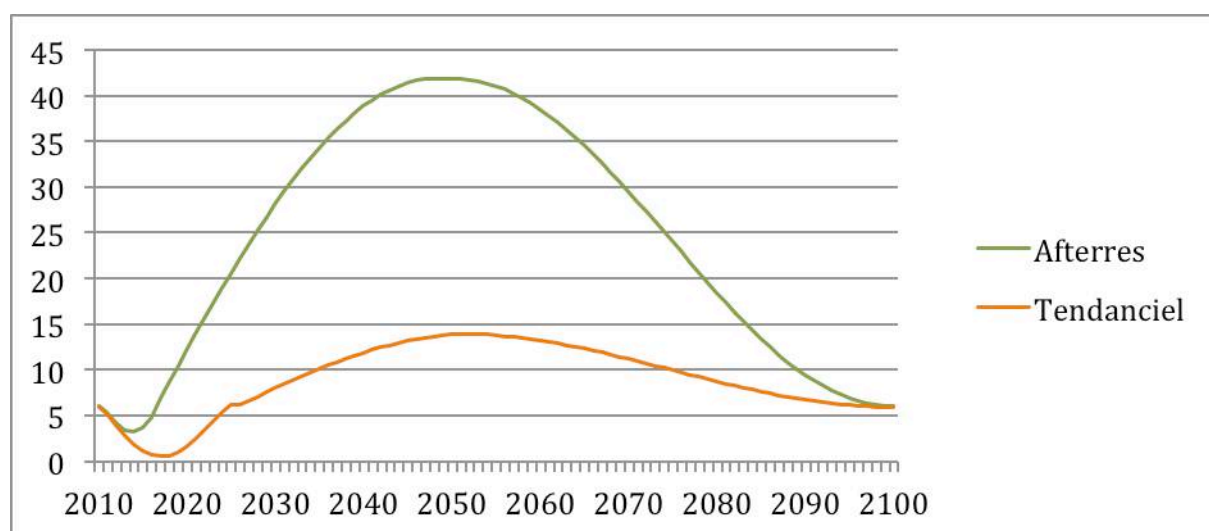
L'effet sur le carbone du sol, labile ou stable, n'est pas le seul à prendre en considération. D'autres effets sont en effet possibles. Il est possible qu'une plus grande quantité de matières fraîches laissées au sol contribue à augmenter les émissions de N₂O. Il est

également nécessaire de tenir compte du « priming effect » : un apport ponctuel massif de matière organique fraîche (quand on broie les CIMSE avant l'implantation de la culture suivante) contribue à développer une biomasse microbienne importante, qui va ensuite attaquer la fraction stable de la Matière Organique lorsque la fraction labile aura été consommée. D'où l'intérêt en agriculture de conservation de fractionner les apports de Matière Organique labile. Mais pour fractionner, il faut multiplier les passages. Aussi, apporter de la matière organique en partie stabilisée par la méthanisation, permet de réduire les apports dans l'année, puisque la vitesse de décomposition est beaucoup plus régulière.

Par ailleurs, l'effet de stockage de carbone dans les sols est nécessairement limité.

Le graphique ci-dessous indique l'effet puits de carbone de l'agriculture française selon un scénario tendanciel de type Bn et un scénario « Facteur4 » de type A (en MtCO₂ par an) à l'horizon 2100. Ils se différencient par un recours plus important à l'agroforesterie (10 % des terres) et au non-labour (45 % des terres arables). Les calculs tiennent compte du changement d'affectation des sols. Ils sont basés sur des scénarios à l'horizon 2050, et la prolongation des courbes à 2100 ne montre que l'effet des mesures prises d'ici 2050, sans aucune mesure additionnelle entre 2050 et 2100.

Figure 109 – Puits carbone de l'agriculture française (en MtCO₂ par an)



A long terme, et quels que soient les scénarios, les « puits » sont pleins et ne stockent plus. Un équilibre a été atteint progressivement pour le carbone du sol. La question est moins de savoir à quelle vitesse l'on va remplir les puits (les formes des courbes) que du volume du réservoir total (l'aire de la courbe).

Lorsque les stocks sont pleins, l'objectif est de les maintenir et les renouveler, mais il n'existe plus de possibilité de les augmenter (sauf à mobiliser d'autres hypothèses qu'il conviendrait alors de préciser).

L'effet de pratiques, notamment du labour, est certainement bien supérieur à celui de la fourniture de matière organique.

On voit que dans le scénario A, l'effet puits de carbone est de l'ordre de 40 MteqCO₂ en 2050, et l'essentiel de l'explication repose sur la diffusion de l'agroforesterie et le non labour.

17.3 Production agricole animale

17.3.1.1 Cheptels et systèmes d'élevage

Les déjections d'élevage, sous forme de fumier, lisier et fientes de volailles, sont aujourd'hui l'une des principales sources de production de biogaz.

Estimer les quantités potentiellement méthanisables en 2050 passe par la construction d'une vision prospective comportant les éléments suivants :

- les effectifs par cheptel (bovins, porcins, volaille, etc.),
- l'évolution des systèmes d'élevage, notamment le temps de présence en bâtiment,
- l'évolution des systèmes de gestion des déjections animales (SGDA), c'est-à-dire la proportion de fumiers et de lisier, et le taux de paillage pour le fumier (c'est-à-dire la quantité de paille utilisée pour la litière).

La production de déjections d'élevage est basée sur les effectifs par type de cheptel, et les pratiques : temps de pâturage, gestion des déjections d'élevage (fumier, lisier...), taux de paillage.

Les statistiques détaillées concernant les cheptels actuels sont celles du recensement agricole 2010. Les espèces considérées sont les bovins (vaches, bovins engraissement, bovins élevage, veaux du boucherie), porcins (porcs engraissement, porcs post sevrage), ovins et les volailles (poules pondeuses, poulettes, poules de chaire, canards, canards à gavage, dindes, lapines). L'unité utilisée est « l'effectif » à un moment donné (pour les bovins) ou « la place » (pour les porcs et volailles).

Les effectifs ont été projetés en 2050, en utilisant les projections d'un scénario de type Facteur 4.

17.3.1.2 Déjections animales

Les déjections animales sont calculées selon l'équation suivante :

Équation 1 : quantité des déjections animales produites par catégorie d'animaux

$$Q(i,t) = N(i,t) \cdot R_{DA}(i) \cdot (1 + K_{Paille}(i)) \cdot (1 - \%Patur(i,t))$$

avec :

$Q(i,d,t)$: Quantité de déjection d produite par les animaux i dans le territoire t (en tMS/an)

$N(i,d,t)$: Nombre de places des animaux i en système de déjection d dans le territoire t

$R_{DA}(i)$: Quantité annuelle de déjections produites par les animaux i (en tMS/place/an)

$K_{PAILLE}(i,d)$: Ratio de paille dans la déjection d produite des animaux i du territoire t (sans unité)

$\%Patur(i,t)$: Taux de pâturage des animaux i dans le territoire t (sans unité)

i : Catégorie de cheptel

d : Type de déjection animale (3 catégories : fumier, lisier, mixte)

t : Territoire (canton) considéré

Le taux de paille dans le lisier est nul. Les places en système de déjection mixtes sont considérées comme étant 50 % fumier et 50 % lisiers ; le coefficient de paille retenu pour les places mixtes est donc la moitié de celui du fumier.

Pour les volailles, le coefficient de paille et le temps de pâturage sont considérés comme nul.

Les valeurs utilisées sont mentionnées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 60 - Ratio de déjections et coefficient de paille dans les fumiers par catégorie d'animal

Cheptel	Excrétion (en tMS/place/an)	Coefficient de paille dans le fumier (% de la MS ²⁰¹)
Vaches_laitières	1,95	0,6
Vaches_nourrices	1,61	1,1
Autres_bovins_de_2_ans_et_plus_femelles	1,09	0,8
Autres_bovins_de_2_ans_et_plus_males	1,11	0,8
Bovins_de_1_a_moins_de_2_ans	0,87	0,8
Veaux_de_boucherie	0,87	0,8
Autres_bovins_de_moins_de_1_an	0,60	0,8
Juments_selle_et_course	0,63	1,1
Chèvres	0,34	1,1
Brebis_mères_nourrices	0,15	1,1
Brebis_mères_laitières	0,15	1,1
Agnelles_pour_la_souche	0,15	1,1
Autres_ovins	0,15	1,1
Truies_mères	0,28	1,1
Porcelets	0,054	1,1
Autres_porcs	0,076	1,1
Lapins_total	0,012	1,1
Poules_pondeuses_d_oeufs_de_consommation	0,012	1,1
Poules_pondeuses_d_oeufs_a_couver	0,012	1,1
Poulettes	0,012	1,1
Poulets_de_chair_et_coqs	0,012	1,1
Canards_à_gaver	0,012	1,1
Canards_à_rotir	0,012	1,1
Dindes_et_dindons	0,012	1,1

²⁰¹ SOLAGRO, mise en œuvre dans l'outil « outil_dej_elevage.xls ».

Adresse :

SOLAGRO/Outils/Outils_EnergieDechet/Outils%20BIOGAZ/21_analyses_territoire/Agricole_Dejections/outil_Déj_élevage.xlsx (feuille : ration)

17.3.1.3 Besoin de paille pour la litière

Pour évaluer la quantité de paille utilisée par les cheptels, nous avons utilisé l'équation ci-dessous :

Équation 2 : Besoin de pailles pour la litière par catégorie d'animaux

$$Q_{\text{Pail-Lit}}(i,t) = N_{\text{Fumier}}(i,t) \cdot R_{\text{Pail-Lit}}(i) \cdot (1 - \%Patur(i,t))$$

avec :

$Q_{\text{PAIL-LIT}}(i,t)$: Quantité de paille pour litière des animaux i dans le territoire t (en tMS)

$N_{\text{FUMIER}}(i,t)$: Nombre de place en fumier des animaux i dans le territoire t

$R_{\text{PAIL-LIT}}(i)$: Ratio de besoin annuel en paille pour litière par animal i (en tMS/place/an)

$\%Patur(i,t)$: Taux de pâturage des animaux i dans le territoire t (sans unité)

i : Catégorie de cheptel

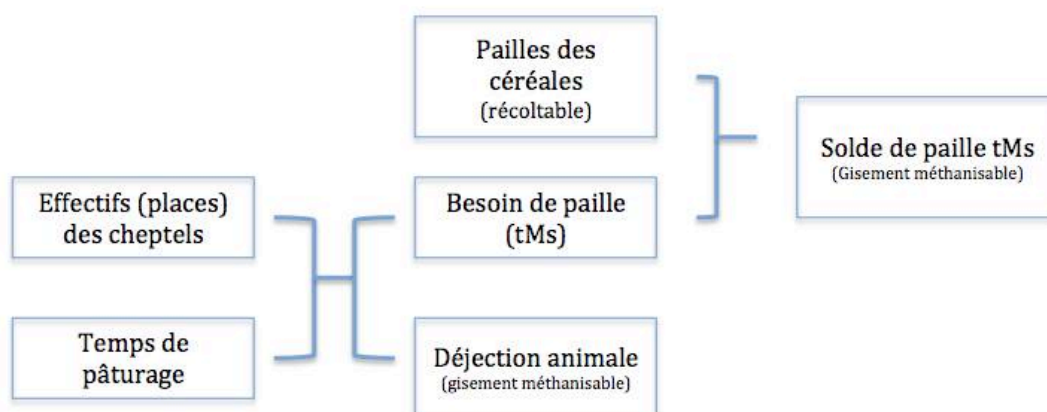
t : Territoire (canton) considéré

Les valeurs de besoin de paille sont mentionnées dans le tableau suivant.

Tableau 61 – Besoins de pailles pour la litière par animal

Cheptel	Paille utilisée (tMS/an/place)
Bovins (place fumier)	1,5
Bovins (place mixte)	0,5
Porcins	1
Ovins	1

Figure 110 - Figure 1: Méthodologie « Lisier et fumier »



17.3.2 Production de déjections d'élevage

Les productions agricoles animales utilisées en méthanisation sont les déjections d'élevage de toute nature (fumier, lisiers, fientes de volailles) produites en bâtiment.

Les productions se calculent à partir de l'estimation des effectifs d'animaux des principaux cheptels (bovins, ovins, porcs, volailles, etc.), de la production de déjection par tête.

Le temps de présence sous bâtiment est pris en compte, notamment avec le temps de pâture pour les ruminants. Ne sont mobilisées que les déjections dites maîtrisées, et non les déjections laissées au champ lors de la pâture.



17.4 Potentiels méthanogènes des productions agricoles

Pour calculer la quantité du méthane produit, nous avons utilisé un potentiel méthanogène par type de matière, dont les valeurs sont données dans le tableau ci-dessous.

Le PCS méthane est de 11,04 kWh/m³(n)CH₄.

Tableau 62 – Pouvoir méthanogène des produits agricoles

Gisement	Valeur	Unité
Paille de céréales	221	m ³ CH ₄ /tMS
Canne de maïs	243	m ³ CH ₄ /tMS
Paille de colza	117	m ³ CH ₄ /tMS
Canne de tournesol	253	m ³ CH ₄ /tMS
Fanes-betterave	179	m ³ CH ₄ /tMS
Fanes-pomme-de-terre	200	m ³ CH ₄ /tMS
CIMSE	218	m ³ CH ₄ /tMS
F-Vaches-laitières	168	m ³ CH ₄ /tMS
F-Vaches-allaitantes	168	m ³ CH ₄ /tMS
F-Autres-bovins	168	m ³ CH ₄ /tMS
F-Ovins	192	m ³ CH ₄ /tMS
F-Caprins	184	m ³ CH ₄ /tMS
F-Porcins	192	m ³ CH ₄ /tMS
F-Lapins	216	m ³ CH ₄ /tMS
F-Volailles	240	m ³ CH ₄ /tMS
F-Equins	264	m ³ CH ₄ /tMS
L-Vaches-laitières	160	m ³ CH ₄ /tMS
L-Vaches-allaitantes	160	m ³ CH ₄ /tMS
L-Autres-bovins	160	m ³ CH ₄ /tMS
L-Ovins	NA	m ³ CH ₄ /tMS
L-Caprins	NA	m ³ CH ₄ /tMS
L-Porcins	232	m ³ CH ₄ /tMS
L-Lapins	200	m ³ CH ₄ /tMS
L-Volailles	240	m ³ CH ₄ /tMS
L-Equins	NA	m ³ CH ₄ /tMS

Source : compilation réalisée par Solagro à partir de différentes sources bibliographiques, de mesures sur échantillons et de résultats de suivi de terrain



17.5 Potentiel régional de production de méthane issu de l'agriculture en 2050

Tableau 63 - Potentiel de production de méthane issu de l'agriculture (TWh_{PCS}) en 2050, par région

	CIMSE	Résidus de cultures	Déjections	Herbe	Total
Auvergne Rhône-Alpes	2,3	1,8	3,1	1,7	8,9
Bourgogne Franche-Comté	1,7	2,8	1,8	0,9	7,3
Bretagne	5,9	1,8	4,3	0,9	12,9
Centre Val de Loire	5,9	3,7	0,8	0,7	11,1
Corse	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1
Grand Est	3,8	5,2	2,4	1,4	12,8
Hauts-de-France	8,3	4,2	1,8	1,1	15,4
Ile-de-France	2,3	1,2	0,1	0,5	4,0
Normandie	4,7	2,4	2,5	1,0	10,6
Nouvelle Aquitaine	8,5	4,0	3,5	1,8	17,9
Occitanie	3,8	2,1	2,7	1,7	10,3
Provence-Alpes-Côte d'Azur	0,0	0,1	0,5	0,6	1,2
Pays-de-la-Loire	4,0	2,2	3,3	0,7	10,2
Total	51	31	27	13	123

Source : Solagro

17.6 Coûts approvisionnement en électricité pour power-to-gas (PtG)

17.6.1 Données utilisées

Les hypothèses de coûts sont extraites de l'étude ADEME « Un mix électrique 100% ENR en 2050, quelles opportunités pour décarboner le système gaz et chaleur ? »²⁰². En particulier, elles se basent sur les résultats de calculs des 4 scénarios suivants.

Scénario	Détail
PtH	Scénario de base ou le Power-to-gas est uniquement utilisé pour le besoin de flexibilité du réseau électrique : tout le gaz produit est consommé à un autre moment ou lieu pour produire de l'électricité via des turbines à combustion (TAC) ²⁰³
100€/tCO ₂	Prise en compte d'une taxe carbone de 100 €/tCO ₂ , et possibilité de produire du gaz pour satisfaire des usages hors électricité si économiquement intéressant (comparé à gaz fossile + taxe carbone)
300€/tCO ₂	Idem avec taxe carbone 300 €/t
1000€/tCO ₂	Idem avec taxe carbone 1000 €/t

L'augmentation du niveau de taxe carbone permet de concurrencer de plus en plus d'usages et donc d'augmenter les capacités de production d'électricité renouvelable concomitamment au développement du power-to-gas. Pour l'étude 100% gaz ENR, l'intérêt de ces cas de calcul est avant tout d'avoir des chiffrages du système électrique avec un niveau de Power-to-gas plus ou moins important.

17.6.2 Méthodes d'estimations des coûts d'approvisionnement pour le power-to-gas

Plusieurs approches sont proposées. Les méthodes sont décrites dans les trois parties suivantes. Les résultats sont comparés dans la dernière partie.

17.6.2.1 Méthode de la moyenne pondérée du prix de marché spot (coût marginal)

Le prix de marché est estimé en considérant à chaque pas de temps le coût variable de production du moyen de production marginal (coût marginal): c'est à dire du dernier moyen de production appelé pour satisfaire la demande²⁰⁴.

Une moyenne pondérée par les volumes d'électricité consommés par le power-to-gas est ensuite réalisée sur les heures de fonctionnement du power-to-gas.

²⁰² ADEME et Artelys, « Un mix électrique 100% ENR en 2050, quelles opportunités pour décarboner le système gaz et chaleur ? »

²⁰³ Cette variante n'est pas publiée dans le rapport de l'ADEME

²⁰⁴ De manière simplifiée, on peut considérer que les moyens de production sont appelés par ordre de préséance économique. Les moyens de production « fatal » (PV, éolien...) ont des coûts de production variable nuls et sont donc appelés en premier. Certaines contraintes peuvent modifier cet ordre comme par exemple des besoins de réserve.



L'exercice est réalisé sur les 3 variantes 100/300/1000 €/tCO₂.

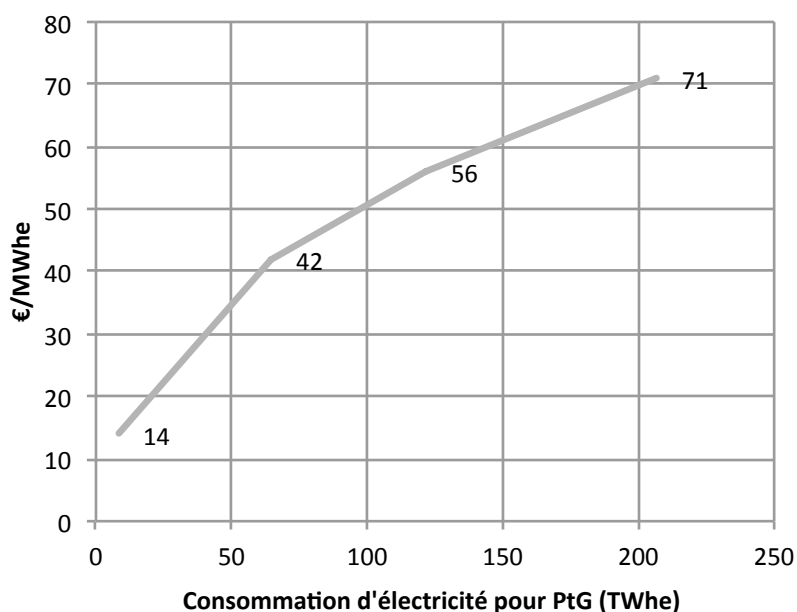
Pour le point de départ à faible consommation, proche de 0 TWh d'électricité consommée, le calcul a été fait sur le parc d'électrolyseurs dédiés à production d'H₂. Ce parc consomme 8 TWhe, et est positionné en priorité sur les heures de fonctionnement les moins chères. Il permet donc d'avoir une idée du prix de marché moyen pour un faible volume de power-to-gas.

Comme l'indique la définition, le prix de marché ne reflète pas forcément les coûts de production de l'électricité, puisqu'à chaque instant, le prix est fixé par les coûts de production variables de l'unité de production la plus chère.

Le prix de marché a tendance à couvrir voire dépasser les coûts de production pour les moyens de production de base ou fatal et inversement à ne pas permettre une rémunération suffisante pour les moyens de pointe, voir en particulier les conclusions de l'annexe de l'étude ADEME²⁰⁵. C'est notamment ce qui explique la nécessité de prévoir les mécanismes complémentaires pour le financement de ces moyens de production (par exemple, le marché des capacités tel que mis en œuvre récemment en France).

L'extraction du prix de marché moyen du Power-to-gas a été faite directement par Artelys (Tableau 64)²⁰⁶.

Tableau 64 – Moyenne pondérée du prix de marché (coût marginal) du Power-to-gas



²⁰⁵ ADEME et al., « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations - Analyses de rentabilité et réflexion autour des règles de marché », Annexe, 2015.

²⁰⁶ Le point à 8 TWhe correspond à la part des électrolyseurs dédiés à la production d'hydrogène mobilité. Cette valeur est sensiblement la même dans les 3 scénarios (100, 300 et 1000 €/tCO₂). Les autres points correspondent bien à l'ensemble du parc de power-to-gas, tous usages confondus : chacune des valeurs étant associée à un des 3.

A ces coûts, il faut ajouter les coûts liés aux infrastructures réseau, qui sont estimés en considérant le coût annuel du réseau d'une part et le volume d'électricité consommé d'autre part²⁰⁷. La prise en compte de ces coûts rajoute entre 21 et 26 €/MWh aux coûts d'approvisionnement (Tableau 65).

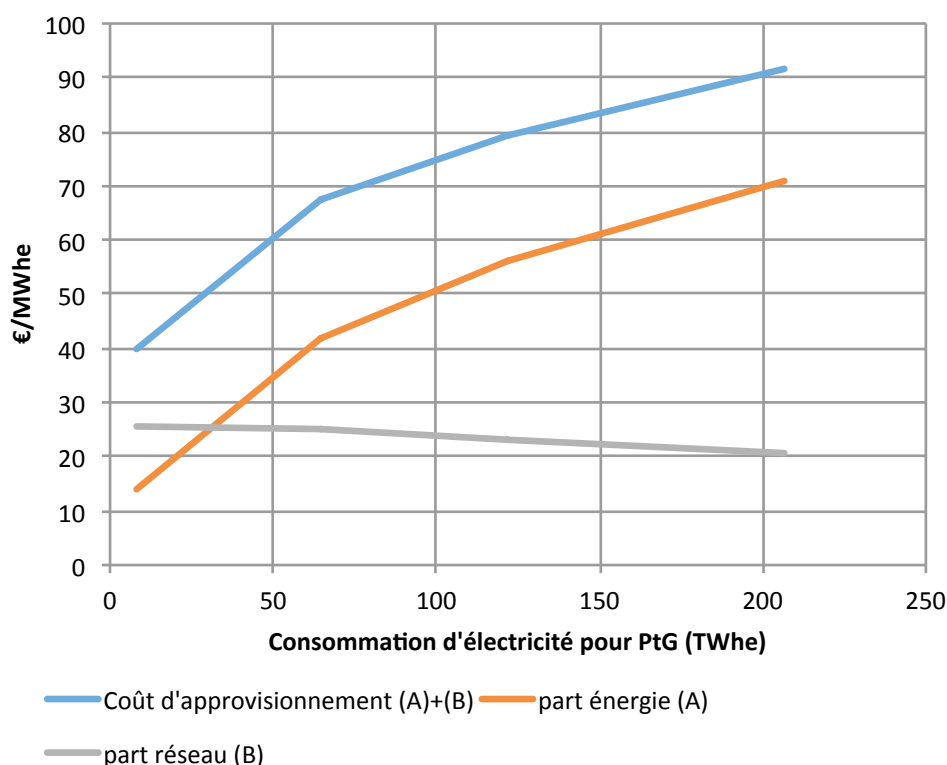
Tableau 65 – Evaluation de la part « réseau » du coût d'approvisionnement – méthode prix du marché spot

		P2H	100 €/t CO2	300 €/t CO2	1000 €/t CO2
Coût du réseau élec	G€	13,4	13,4	13,6	13,8
Consommation totale d'électricité	TWh	518	529	584	673
Coûts moyen du réseau	€/MWh	26	25	23	21

Tableau 66 – Evaluation du coût d'approvisionnement total – méthode prix du marché spot

Electricité consommée pour PtG	TWh	8	64	122	207
Coût d'approvisionnement (A)+(B)	€/MWh	40	67	79	92
part énergie (A)	€/MWh	14	42	56	71
part réseau (B)	€/MWh	26	25	23	21

Tableau 67 – Coût d'approvisionnement – méthode prix du marché spot



²⁰⁷ Les coûts de réseaux sont appliqués de manière homogène, sans différencier les usages.



17.6.2.2 Méthode coût moyen du MWh consommé

On considère ici le coût moyen de l'électricité consommée par les utilisateurs finaux²⁰⁸. Ce coût est estimé en considérant l'ensemble des coûts du système électrique (production, stockage, réseau) sur une base annuelle et en le divisant par la quantité d'électricité délivrée. Ce coût permet ainsi de refléter l'exhaustivité des coûts d'approvisionnement en électricité²⁰⁹.

Cette méthode ne prend pas en compte les spécificités des consommateurs électriques, et en particulier les producteurs de Power-to-gas, lesquels concentrent leurs consommations sur les périodes les moins tendues en termes d'équilibre offre-demande et donc ne sollicitent pas ou peu les moyens de production de pointe, plus coûteux.

Tableau 68 - Calcul du coût d'approvisionnement – Méthode coût moyen du MWh consommé

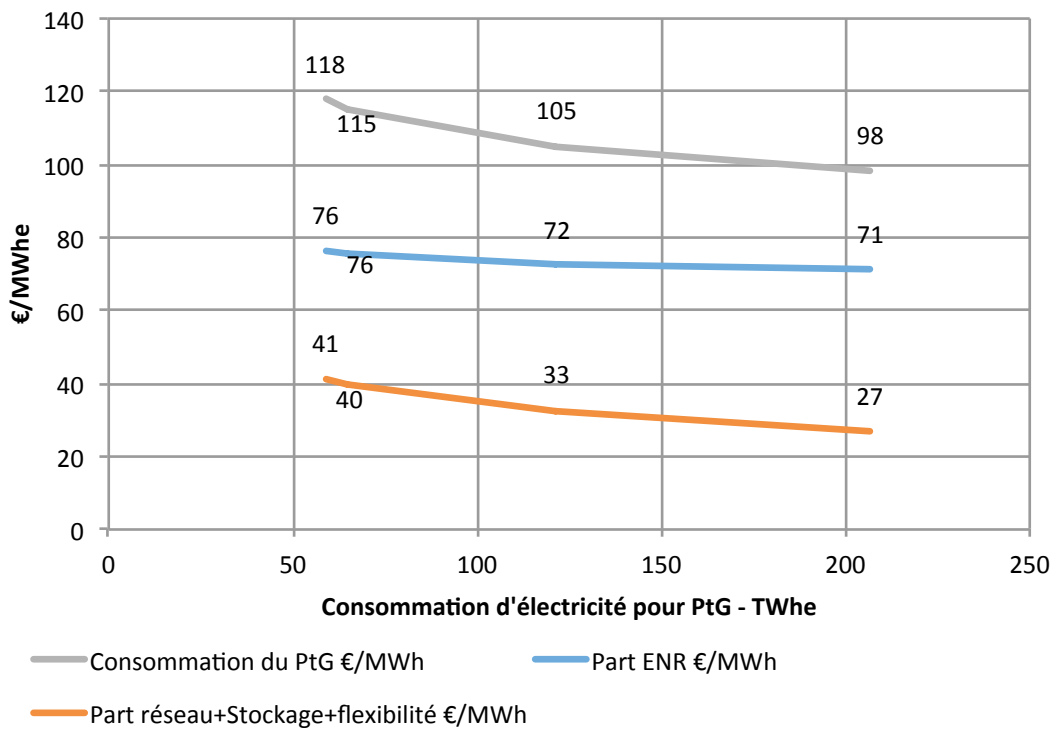
		P2H	100 €/t CO2	300 €/t CO2	1000 €/t CO2
Coût des EnR élec	G€/a	32,7	33,4	37,7	44,5
Coût des TAC	G€/a	1,0	1,0	0,8	0,5
Coût du réseau élec	G€/a	13,4	13,4	13,6	13,8
Coût du stockage d'électricité (hors PtG+TAC)	G€/a	1,3	1,3	1,5	1,7
Coût flexibilité de la demande	G€/a	0,5	0,5	0,5	0,5
Coût PtG (hors PtG pour usage gaz)	G€/a	1,5	1,3	0,7	0,3
Coût total	G€/a	50,4	50,8	54,8	61,4
Part ENR	G€/a	32,7	33,4	37,7	44,5
Part réseau+Stockage+flexibilité	G€/a	17,7	17,4	17,0	16,8
Consommation d'électricité - hors secteur électrique	TWh	428	441	521	625
Coût approvisionnement	€/MWh	118	115	105	98
Part ENR	€/MWh	76	76	72	71
Part réseau+Stockage+flexibilité	€/MWh	41	40	33	27
Consommation du PtG	TWh	59	64	122	207

²⁰⁸ On considère ici comme final, tous consommateurs hormis les systèmes de stockage. Ainsi le Power-to-gas « usage gaz » est considéré comme final (du point de vue du système électrique) mais pas le Power-to-gas « usage elec ».

²⁰⁹ C'est la méthode utilisée dans l'étude ADEME « Mix électrique 100% renouvelable ? », 2015



Tableau 69 – Coût d’approvisionnement – Méthode coût moyen du MWh consommé

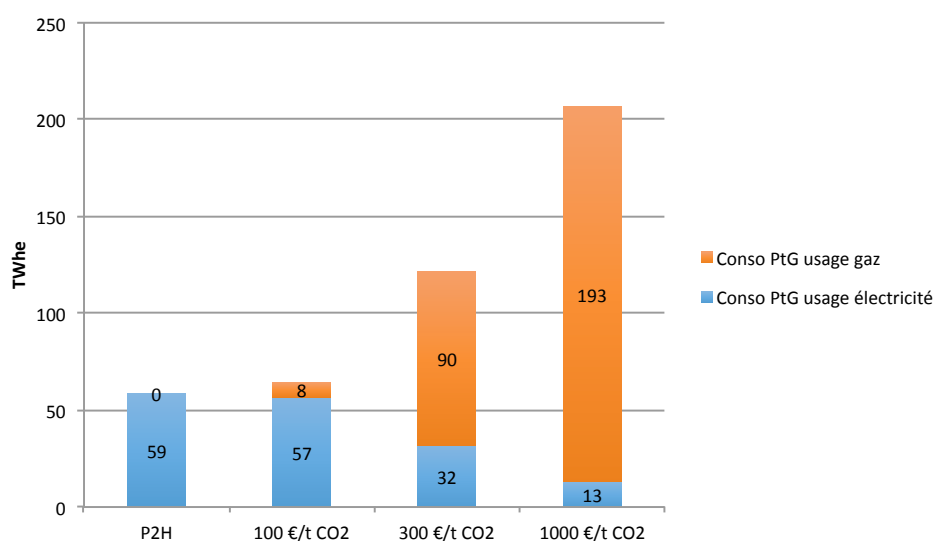


17.6.2.3 Méthode « nouvel usage »

Dans cette méthode, on considère un système électrique 100% ENRe de référence (scenario PtH), dans lequel le power-to-gas est exclusivement utilisé pour l'équilibrage du réseau électrique (tout le gaz de synthèse est ré-électrifié à un autre moment/lieu dans l'année). On étudie ensuite des systèmes 100%ENRe où la production d'électricité renouvelable est développée pour produire du gaz de synthèse à usage externe au système électrique²¹⁰. La Tableau 70 présente les différents scénarios et faisant apparaître la consommation d'électricité pour le Power-to-gas « usage élec » et pour le nouvel usage que constitue le Power-to-gas pour « usage gaz ».

²¹⁰ En réalité, l'usage power-to-heat est aussi développé, mais dans une moindre mesure. Les calculs (Tableau 71) font apparaître la répartition.

Tableau 70 – Consommation d’électricité pour le Power-to-gas par usage, selon scénario



On procède ensuite par comparaison au cas de référence : ainsi, tous les coûts (Production ENR, réseau, Stockage) en plus et en moins sont attribués aux nouvelles consommations d’électricité induites par le Power-to-gas à usage gaz. On attribue donc au nouvel usage, seulement les surcoûts relatifs par rapport à une situation de référence sans ce nouvel usage. Par conséquent, de manière implicite, les coûts attribués aux usages « traditionnels » restent identiques au cas de référence (coût moyen 118€/MWh, voir 17.6.2.2) : ils ne sont donc pas impactés ni à la hausse ni à la baisse de l’effet engendré par ce nouvel usage.

Cette méthode montre que les coûts d’approvisionnement pour ce nouvel usage de Power-to-gas varient de 30 à 56 €/MWh (voir Tableau 72), soit, nettement inférieurs aux 118€/MWh estimés pour le système de référence. Cette différence s’explique par le fait que le développement du Power-to-gas induit d’une part des coûts supplémentaires (nouvelles capacités de production d’ENR), mais d’autre part une réduction de certains coûts « système » (réduction des capacités de stockage, des moyens de production de pointe TAC, moins de pertes dans les systèmes de stockage ou d’écêtage), et ce deuxième terme est prépondérant.

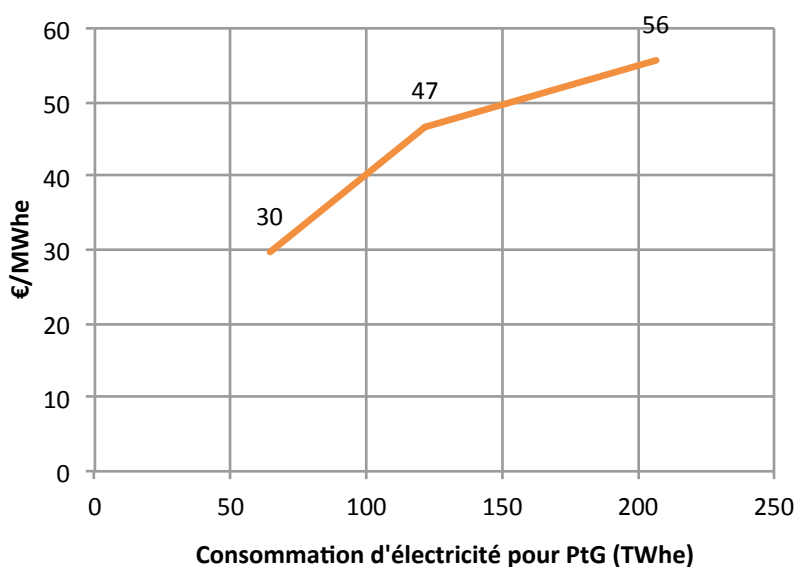
Néanmoins, ces coûts restent optimistes et ne peuvent refléter entièrement les coûts d’approvisionnements du Power-to-gas pour deux raisons :

- cette estimation ne s’applique qu’au nouvel usage de Power-to-gas identifiés entre le cas de référence et les scénarios 100, 300 et 1000€/tCO₂, or ce « nouvel usage » ne représente qu’une partie du power-to-gas, entre 0% et 95% selon les cas (voir Tableau 71)
- Bien que tous les coûts (production ENR, réseau, stockage, flexibilité) soient pris en compte, la baisse globale des coûts (rapportés au volume d’électricité consommé) est entièrement attribuée au « nouvel usage ». On peut légitimement considérer qu’une part au moins de cette baisse de coûts pourrait être imputée aux usages « traditionnels »

Tableau 71 - Calcul du coût d’approvisionnement – Méthode « nouvel usage »

		P2H	100 €/t CO2	300 €/t CO2	1000 €/t CO2
Coût des EnR élec	G€/a	32,7	33,4	37,7	44,5
Coût des TAC	G€/a	1,0	1,0	0,8	0,5
Coût du réseau élec	G€/a	13,4	13,4	13,6	13,8
Coût du stockage d’électricité (hors PtG+TAC)	G€/a	1,3	1,3	1,5	1,7
Coût flexibilité de la demande	G€/a	0,5	0,5	0,5	0,5
Coût PtG (hors PtG pour usage gaz)	G€/a	1,5	1,3	0,7	0,3
Coût total	G€/a	50,4	50,8	54,8	61,4
Surcoût système électrique	G€	0,0	0,4	4,4	11,0
Consommation nouvel usage (PtH+PtGg)	TWh	0	13	94	197
Conso nouveau PtGg	TWh	0	8	90	193
Conso nouveau PtH	TWh	0	5	4	3
Coût approvisionnement nouvel usage	€/MWh	-	30	47	56
Consommation du PtG	TWh	59	64	122	207
Part nouvel usage PtG / PtG total	%	0%	20%	77%	95%

Tableau 72 – Coût d’approvisionnement – Méthode « nouvel usage »



17.6.3 Conclusion

Les différentes méthodes utilisées, avec chacune leurs limites (Tableau 73), présentent des résultats différents avec des écarts pouvant être importants (Figure 111). Ces résultats reflètent la difficulté d'évaluer le power-to-gas en traitant l'optimisation des systèmes électriques et gaziers de manière séparée. Pour les besoins de l'étude une valeur moyenne est retenue, présentant un coût croissant compris entre 60 et 80 €/MWh sur la plage de consommation du Power-to-gas de l'étude²¹¹. Une sensibilité sera par ailleurs réalisée avec l'évaluation optimiste déterminée par la méthode « nouvelle usage »

²¹¹ Etant donné que l'on se focalise sur des mix énergétiques à fort pénétration d'énergie renouvelable (plus de 75%), il n'est pas nécessaire



Tableau 73 – Spécificités et limites des méthodes d'évaluation des coûts d'approvisionnement en électricité du power-to-gas.

Méthode	Spécificités	Limites
Prix marché spot moyen	<p>Reproduit le fonctionnement de fixation des prix par le système de marché spot.</p> <p>Prend en compte le fait que le profil de consommation est centré sur les heures à faible coût</p> <p>Prise en compte des coûts réseau moyen</p>	<p>Ne représente pas réellement les coûts de production (peut être surévalué ou sous évalué)</p>
Coût moyen MWh consommé	<p>Prix moyen tous usages de l'électricité</p>	<p>Ne prend pas en compte le fait que le profil de consommation est centré sur les heures à faible coût (évaluation pessimiste).</p> <p>S'applique uniquement aux consommations finales, et non aux consommations des systèmes de stockage (en particulier ne s'applique pas au Power-to-gas usage élec)</p>
Nouvel usage	<p>Prend en compte l'ensemble des coûts</p> <p>Evaluation des coûts faites sur la comparaison de deux systèmes différents</p>	<p>Valable uniquement pour le Power-to-gas usage gaz (impact limité dans le cas de Power-to-gas fortement développé, dans le cas extrême le Power-to-gas usage électrique ne représente plus que 6% du Power-to-gas)</p> <p>La baisse globale des coûts du système électrique est attribuée exclusivement au nouvel usage « power-to-gas ».</p>



Figure 111 - Différentes estimations des coûts d’approvisionnement en électricité pour le Power-to-gas

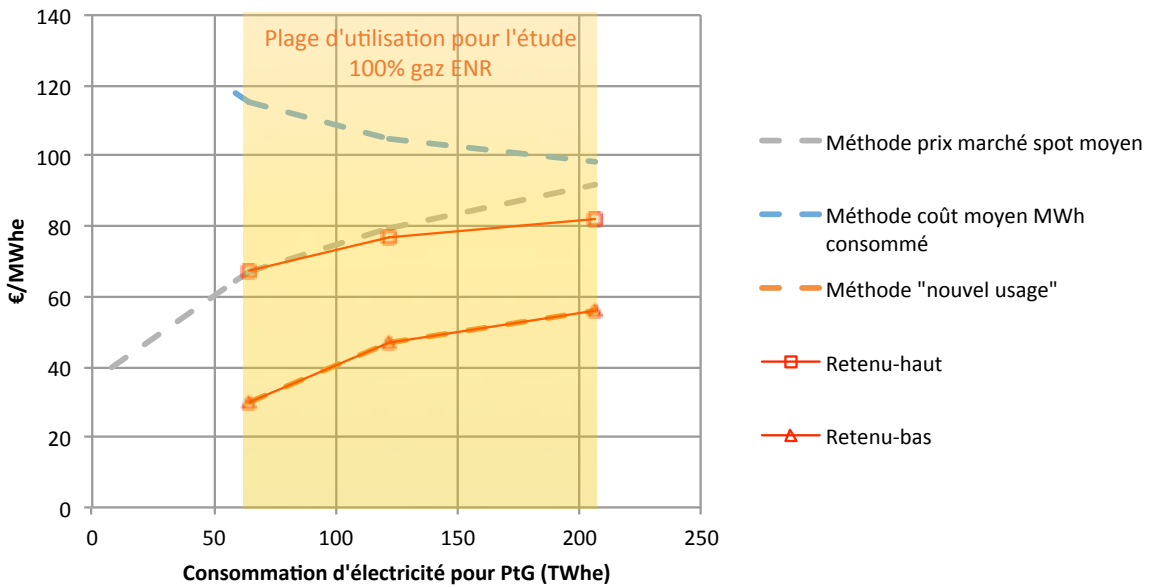


Tableau 74 - Coûts d’approvisionnement retenus et le nombre d’heure de fonctionnement moyen du Power-to-gas associé

Electricité consommée	TWh	64	122	207
Coût d'approvisionnement - PtG haut	€/MWh	67	77	82
Coût d'approvisionnement - PtG bas	€/MWh	30	47	56
Nb heure de fonctionnement moyen	h	3203	3535	3767

Remarque : le nombre d’heure moyen de fonctionnement associé est issu des résultats des calculs dans les scénarios de références de l’étude ADEME²¹², il est estimé en divisant l’électricité consommée par les capacités installées d’électrolyseur.

²¹² ADEME et Artelys, « Un mix électrique 100% ENR en 2050, quelles opportunités pour décarboner le système gaz et chaleur ? »

17.6.4 Rappel des données utilisées, issues de l'étude ADEME²¹³

		P2H	100 €/t CO2	300 €/t CO2	1000 €/t CO2
Bilan des coûts					
Coût des EnR élec	G€	32,7	33,4	37,7	44,5
Coût des TAC	G€	1,0	1,0	0,8	0,5
Coût du réseau élec	G€	13,4	13,4	13,6	13,8
Coût du stockage d'électricité (hors PtG+TAC)	G€	1,3	1,3	1,5	1,7
Coût flexibilité de la demande	G€	0,5	0,5	0,5	0,5
Coût PtG	G€	1,5	1,5	2,7	4,6
<i>Coût PTG pour usage elec</i>	G€	1,5	1,3	0,7	0,3
<i>Coût PTG pour usage gaz</i>	G€	0,0	0,2	2,0	4,3
Total coûts	G€	50,4	50,9	56,8	65,6
Sous-total hors PtG pour usage gaz	G€	50,4	50,8	54,8	61,4
<i>delta par rapport à scenario P2H (surcoûts)</i>	G€	0,0	0,4	4,4	11,0
Bilan des consommations d'électricité					
Conso "traditionnelle"	TWh	423	423	423	423
Conso Stockage (STEP, CAES)	TWh	31	32	31	36
Conso PtG	TWh	59	64	122	207
Conso PtG usage électricité	TWh	59	57	32	13
Conso PtG usage gaz	TWh	0	8	90	193
Conso PtH	TWh	5	10	9	9
Total consommation	TWh	518	529	584	673
Sous-total hors système électrique	TWh	428	441	521	625
Ecrêtement de production	TWh	10,5	8,6	7,5	7,8
Bilan de production					
ENR	TWh	484	493	556	648
Stockage (STEP, CAES)	TWh	25	26	25	29
TAC	TWh	19	19	10	4
Production élect totale	TWh	528	538	592	681
<i>delta</i>	<i>TWh</i>	0,0	9,6	63,6	153,2

²¹³ ADEME et Artelys.



17.7 Sources de CO₂ pour le power-to-gas

Sur la base des données du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050 ²¹⁴, les différentes sources de CO₂ en 2050 ont été identifiées et caractérisées, avec leurs contraintes dans le Tableau 75.

Tableau 75 – Sources de CO₂ et leurs critères de disponibilité pour le power-to-gas

Catégorie	sous-catégorie	secteur	Renouvelable	Description de la source de CO ₂	Part adapté au captage CO ₂	Part connecté au réseau de gaz	Saisonnalité	Facteur de charge du PtG (min)	Facteur de charge du PtG (max)
CO ₂ combustion	Gaz réseau	Agriculture	100%	Petites unités, fortement saisonalisé, fonctionnement discontinu	0%	100%	-	37%	43%
		Industrie	100%	Unité moyenne à grande, fonctionnement relativement continu	90%	100%	62% (1)	37%	43%
		Résidentiel	100%	Petites unités, fortement saisonalisé, fonctionnement discontinu	0%	100%	-	37%	43%
		Tertiaire	100%	Petites unités, fortement saisonalisé, fonctionnement discontinu	0%	100%	-	37%	43%
		Transport	100%	Petites unités, mobiles : captage difficile	0%	100%	-	37%	43%
		Energie	100%	Uniquement des turbines à combustion en fonctionnement pointe	0%	100%	-	37%	43%
	Gaz hors réseau	Divers	100%	Les derniers usages de gaz "hors réseau" se situent dans des zones jugées non pertinentes pour un raccordement au réseau (que se soit via une conduite de gaz ou du gaz porté). Ces zones restent donc incompatible avec l'installation d'une unité de power-to-gas.	0%	0%	-	37%	43%
	Bois énergie	Agriculture	100%	Petites unités	0%	-	-	37%	43%
		Industrie	100%	Exclusivement en papeteries et cimenteries	100%	80%	90%	37%	43%
		Résidentiel	100%	Petites unités, fortement saisonalisé, fonctionnement discontinu	0%	-	-	37%	43%
		Tertiaire	100%	Petites unités, fortement saisonalisé, fonctionnement discontinu	0%	-	-	37%	43%
		Energie	100%	Petites unités, moyennes unités fortement saisonalisé	0%	-	-	37%	43%
	Produit pétrolier	Construction	0%	Exclusivement dédié aux engins de construction, c'est à dire à des petites unités mobiles donc non compatibles avec le power-to-gas	0%	0%	-	37%	43%
	Déchet	Industrie	80%	Exclusivement en cimenterie	100%	80%	90%	37%	43%
		Energie	80%	Incinération	100%	70%	90%	37%	43%
	Charbon	Industrie	0%	Dédié à la sidérurgie (haut-fourneau)	100%	100%	90%	37%	43%
	Biogaz	Energie	100%	Uniquement le biogaz avec épuration	90%	100%	100%	37%	43%
CO ₂ procédé	Pyro-gazéification	Energie	100%	Epuration du syngas	100%	100%	100%	37%	43%
	Produits chimiques (2)	Industrie	100%	décarbonatation du calcaire lors de la fabrication du clinker	100%	80%	90%	37%	43%
	Produits minéraux (3)	Industrie	0%	décarbonatation du calcaire lors de la fabrication du clinker	100%	80%	90%	37%	43%
	Produits métalliques	Industrie	0%	décarbonatation du calcaire lors de la fabrication du clinker	100%	80%	90%	37%	43%

²¹⁴ ADEME, « Vision 3035 - 2050 v2016 - tableur de travail ».



L'application des diverses contraintes permet d'évaluer au final le potentiel de power-to-gas pouvant être alimenté, en direct, avec ces sources. Les résultats sont présentés sur le Tableau 76, les quantités de CO₂ ont été converties en équivalent TWh_e de manière à pouvoir comparer directement la source de CO₂ au potentiel d'électricité destiné au power-to-gas (voir partie 6.1.6.1).

A l'échelle nationale, les sources de CO₂ ne présentent pas de restriction au potentiel de power-to-gas dans la variante « ptg min » : la totalité des sources permettrait de valoriser 214 eqTWh_e dont 128 eqTWh_e avec CO₂ renouvelable, pour un besoin de seulement de 64 eqTWh_e. Par contre pour la variante « ptG max », dont le besoin est de 207 eqTWh_e, l'ensemble des sources permet une alimentation directe (252 eqTWh_e), mais seulement 151 eqTWh_e par du CO₂ d'origine renouvelable.



Tableau 76 – Quantité de CO₂ disponible pour le power-to-gas, à l'échelle nationale (application au scénario "100% EnR&R")

Catégorie	sous-catégorie	secteur	Renouvelable	Total (MtCO ₂ /a)	Total (Equivalent TWh _{élec})	Adapté au captage (Eq TWh _{élec})	+ raccordé au réseau (Eq TWh _{élec})	+ Accessible en permanence (Eq TWh _{élec})	+ Facteur de charge du "PtG min" (Eq TWh _{élec})	+ Facteur de charge du "PtG max" (Eq TWh _{élec})
CO ₂ combustion	Gaz réseau	Agriculture	100%	0	4	0	0	-	-	-
		Industrie	100%	16	131	118	118	73	27	32
		Résidentiel	100%	10	84	0	0	-	-	-
		Tertiaire	100%	2	18	0	0	-	-	-
		Transport	100%	19	162	0	0	-	-	-
		Energie	100%	8	64	0	0	-	-	-
	Gaz hors réseau	Divers	100%	0	1	0	0	-	-	-
	Bois énergie	Agriculture	100%	0	0	0	-	-	-	-
		Industrie	100%	4	32	32	25	23	8	10
		Résidentiel	100%	13	109	0	-	-	-	-
		Tertiaire	100%	0	0	0	-	-	-	-
		Energie	100%	0	0	0	-	-	-	-
	Produit pétrolier	Construction	0%	10	84	0	0	-	-	-
	Déchet	Industrie	80%	2	18	18	14	13	5	6
		Energie	80%	4	38	38	27	24	9	10
Charbon	Industrie	0%	14	116	116	116	105	38	45	
CO ₂ procédé	Biogaz	Energie	100%	17	140	126	126	126	46	54
	Pyro-gazéification	Energie	100%	7	57	57	57	57	21	25
	Produits chimiques (2)	Industrie	100%	2	19	19	15	13	5	6
	Produits minéraux (3)	Industrie	0%	14	122	122	98	88	32	38
	Produits métalliques	Industrie	0%	4	34	34	27	25	9	11
Total				146	1232	680	624	546	200	235
Sous-total CO2 renouvelable				102	864	396	374	322	118	138
Sous-total CO2 fossile				43	368	284	250	225	82	97
Sous-total épuration gaz ENR				23	197	183	183	183	67	79

Néanmoins, cette approche à l'échelle nationale ne prend pas en compte la dimension géographique : en effet tant les sources de CO₂ que les capacités de power-to-gas ne sont pas réparties uniformément sur le territoire.

Le Tableau 77 montre le ratio ressource CO₂ (avec contraintes) / besoin CO₂ par région et selon les variantes de power-to-gas. Les régions avec un fort développement du power-to-gas, en particulier Basse Normandie, Pays de la Loire et Bretagne, présentent un déficit important de CO₂, même pour la variante « ptG bas », avec seulement la moitié du CO₂ disponible.

Tableau 77 – Ratio ressource CO₂ avec contraintes / besoin, en eq TWhélec, par région (application au scénario “100% EnR&R”)

ratio source CO ₂ / besoin	100 €/tCO ₂ (PtG min)				1000 €/tCO ₂ (PtG max)			
	Total	Total bio	Total fossile	sous-total épuré gaz ENR	Total	Total bio	Total fossile	sous-total épuré gaz ENR
Île-de-France	>2	>2	>2	>2	>2	>2	>2	>2
Champagne-Ardenne	>2	>2	>2	>2	1,2	1,0	0,1	0,8
Picardie	>2	>2	>2	>2	>2	>2	>2	>2
maxe-Normandie	>2	>2	0,3	0,7	1,7	1,6	0,1	0,4
Centre	>2	>2	>2	>2	0,8	0,6	0,2	0,4
minse-Normandie	0,5	0,4	0,1	0,4	0,3	0,3	0,0	0,3
Bourgogne	>2	>2	>2	>2	>2	>2	0,8	>2
Nord-Pas-de-Calais	>2	>2	>2	>2	>2	>2	>2	>2
Lorraine	>2	>2	>2	>2	>2	>2	>2	>2
Alsace	>2	>2	>2	>2	>2	>2	>2	>2
Franche-Comté	>2	>2	>2	>2	>2	>2	>2	>2
Pays de la Loire	0,5	0,3	0,2	0,1	0,3	0,2	0,1	0,1
Bretagne	0,4	0,4	0,0	0,2	0,1	0,1	0,0	0,1
Poitou-Charentes	1,1	0,7	0,4	0,5	0,6	0,4	0,2	0,3
Aquitaine	>2	>2	>2	>2	>2	>2	>2	>2
Midi-Pyrénées	0,8	0,7	0,2	0,5	0,5	0,4	0,1	0,3
Limousin	>2	>2	0,0	>2	0,5	0,5	0,0	0,4
Rhône-Alpes	>2	>2	>2	>2	1,1	0,6	0,5	0,3
Auvergne	0,5	0,4	0,1	0,3	0,4	0,4	0,1	0,3
Languedoc-Roussillon	1,4	0,7	0,7	0,5	0,3	0,1	0,1	0,1
Provence-Alpes-Côte d'Azur	>2	>2	>2	1,8	1,9	0,5	1,3	0,3
France	>2	1,7	1,0	1,0	1,1	0,7	0,5	0,4

Ainsi, le potentiel de power-to-gas est réduit à 62% de son potentiel « électrique » pour la variante « PtG min» et 50% pour « PtG max» (voir Tableau 78).

Tableau 78 – Potentiel de power-to-gas en intégrant toutes les contraintes

en eq TWhélec	100 €/tCO ₂ (PtG min)				1000 €/tCO ₂ (PtG max)			
	Total	Total bio	Total fossile	sous-total épuré gaz ENR	Total	Total bio	Total fossile	sous-total épuré gaz ENR
Île-de-France	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Champagne-Ardenne	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2	5,2	0,7	4,3
Picardie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
maxe-Normandie	2,0	2,0	0,5	1,4	5,5	5,5	0,8	1,9
Centre	0,0	0,0	0,0	0,0	7,4	5,6	1,8	4,0
minse-Normandie	7,2	6,2	1,0	5,6	7,7	6,6	1,0	6,0
Bourgogne	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	1,2	0,9	1,2
Nord-Pas-de-Calais	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lorraine	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Alsace	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Franche-Comté	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pays de la Loire	6,4	3,8	2,6	1,5	6,7	4,0	2,8	1,5
Bretagne	2,3	2,2	0,1	1,3	2,8	2,7	0,1	1,7
Poitou-Charentes	6,8	4,8	2,4	3,5	9,0	6,0	3,0	4,3
Aquitaine	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Midi-Pyrénées	3,8	3,0	0,8	2,2	5,6	4,5	1,2	3,2
Limousin	1,6	1,6	0,0	1,6	5,6	5,6	0,0	5,1
Rhône-Alpes	0,0	0,0	0,0	0,0	17,4	10,9	8,5	4,5
Auvergne	6,2	5,2	0,9	4,0	7,4	6,2	1,1	4,7
Languedoc-Roussillon	2,5	1,9	1,8	1,2	6,4	3,3	3,1	2,0
Provence-Alpes-Côte d'Azur	1,5	1,5	1,5	1,5	16,5	8,5	16,5	4,2
Total France	40,1	32,1	11,7	23,7	104,4	75,7	41,5	48,7
Besoin (rappel)	64,5	64,5	64,5	64,5	206,9	206,9	206,9	206,9
Part du potentiel atteignable	62%	50%	18%	37%	50%	37%	20%	24%



17.8 Algues

L'étude ²¹⁵ présente les travaux les plus récents sur les potentiels de production d'algues pour l'énergie et la chimie en France.

Elle évalue selon plusieurs scénarios la production maximum, en prenant en compte :

- le climat, par le couple : ensoleillement-température
- la disponibilité de terrain
- la disponibilité de source de carbone (CO₂) => avec prise en compte de la baisse des sources d'ici 2030
- la disponibilité de nutriments

Les scénarios se différencient selon :

- Type d'algue
 - Micro
 - Macro
- Type de culture :
 - Bassin ouvert, type champ de course (Raceway), nécessite des pentes inférieures à 2 %
 - Photobioréacteur (solution à l'intérieur de tubes translucides), nécessite des pentes à moins de 5 %, les rendements sont augmentés mais les coûts de production probablement aussi (capex et opex actuellement supérieurs à bassin ouvert)
 - En mer, seulement pour les macro algues
- Orientation de la culture
 - « biomasse », culture classique permet en particulier d'alimenter le marché des matières à moyenne et hautes valeurs ajoutées (chimie, cosmétique, nutrition/santé), mais aussi la production de bioéthanol ou biogaz, avec recours à une source de CO₂ et nutriments.
 - « Lipide » maximise la production de lipide pour production de biocarburants liquide type biodiesel, rendement augmenté mais nécessite source de CO₂ et nutriments

Le Tableau 26 présente les principaux résultats quantifiés de l'étude ²¹⁶.

²¹⁵ ENEA, INRIA, et ADEME, « Évaluation du gisement potentiel de ressources algales pour l'énergie et la chimie en France à horizon 2030 ».

²¹⁶ ENEA, INRIA, et ADEME.



Tableau 79 – Résumé des scénarii de potentiel de production maximum d’algues, d’après ²¹⁷

Scénario		S1A	S1B	S1A	S1B
Type d'algues		Micro	Micro	Micro	Micro
Optimisation		Lipide	Lipide	Biomasse	Biomasse
Système culture		Raceway	Photo-réacteur	Raceway	Photo-réacteur
Métropole + DOMCOM					
Surface mobilisée	kha	150	250	150	250
Energie produite	TWh _{PCI}	36	90	18	55
Biodiesel	TWh _{PCI}	23	68	0	0
Biogaz	TWh _{PCI}	13	22	18	55
Matière produite	Mt _{MS}	7,05	18,3	7,6	22,5
Productivité	g _{MS} /m ² /j	12,9	20,1	13,8	24,7
	tMS/ha/an	47	73	50	90

Valeurs issues du rapport ADEME/ENE/INRIA

Valeurs recalculées

Hypothèses : 350 m³ biogaz / tMS et 70% CH₄ dans biogaz

Hypothèses d’après ²¹⁸ :

Le scénario S1A(lipide) correspond au scénario de production de micro algues en bassin ouvert avec une optimisation pour production énergétique en particulier biocarburant liquide. Le biogaz est issu de la méthanisation des résidus de production (après extraction des lipides pour biocarburants liquides), pour la France métropolitaine : il représente un potentiel de 13 TWh_{PCI}.

Le passage à la technologie de culture en photo réacteur S1B(lipide) permet d’augmenter le potentiel de production de 12,7 TWh_{PCI} à 19,2 TWh_{PCI}. Cette évolution correspond, en réalité, à plusieurs effets :

- Augmentation de productivité +47 %
- Baisse de la part « biogaz issu de résidu » dans le total énergie produit²¹⁹ : -33 %
- Augmentation de la surface de culture (150 000 -> 250 000 ha), les photo réacteurs étant moins contraignant que les bassins ouverts concernant la pente des terrains d’implantation : +55 %

Les variantes avec optimisation biomasse, permettent une production supérieure de biogaz, respectivement 18 et 55 TWh_{PCI}. Néanmoins, elle présente un bilan énergétique bien inférieur : dans le cas de la production de biodiesel + biogaz, un total de respectivement 36 et 90 TWh_{PCI} sont produits contre seulement 18 et 55 TWh_{PCI} pour la conversion totale en biogaz, soit un rendement de production surfacique (les surfaces

²¹⁷ ENEA, INRIA, et ADEME.

²¹⁸ ENEA, INRIA, et ADEME.

²¹⁹ Il n’a pas été trouvé d’explication sur cet effet dans le rapport



mobilisées sont identiques dans les deux variantes A et les deux variantes B) environ deux fois plus faible.

Dans la transition énergétique vers les ENR, les visions actuelles montrent qu'il sera encore nécessaire d'avoir des carburants liquides, au moins pour l'aviation. Ces valorisations avec peu d'alternative possible offrent un prix de marché plus élevé. Sans être évalués, les coûts de productions sont estimés « élevés ». Ainsi, une association biocarburant/biogaz paraît à ce stade plus pertinent et plus robuste.

Le scénario S1A est donc retenu pour l'étude « 100% gaz ENR ». Les augmentations de productivité que pourraient apporter des cultures en photo réacteur (S1B) impliquent des coûts de production supérieurs, estimés par les auteurs de l'étude non compatibles avec les marchés des carburants liquides, la version S1B (lipide) est donc exclue.

En conclusion, il est proposé de retenir une ressource de 14 TWh_{PCS} (13 TWh_{PCI}).



17.9 Méthode de calcul des coûts

17.9.1 Méthode du LCOE et méthode du TRI

Les coûts de production du biométhane sont estimés selon la méthode du LCOE (Levelized Cost of Energy), soit « coût actualisé de l'énergie ». Elle permet de calculer un prix unitaire de l'énergie en divisant la somme des dépenses actualisées cumulées par la somme des quantités d'énergie actualisées cumulées.

Les données utilisées dans ce paragraphe sont les suivantes :

I : investissement

Is : investissement spécifique, peut se calculer en € investis par kW (Is en puissance) ou en € investis par MWh produits (Is en énergie).

Op : OPEX, charges annuelles d'exploitation

E : quantité annuelle d'énergie produite

L : coût de l'énergie en LCOE

T : taux d'actualisation

$A = \sum_{a=1}^n \frac{1}{(1+T)^a}$ est la somme cumulée des facteurs d'actualisation sur la période considérée de l'année $a = 1$ à l'année $a = n$.

EBE : excédent brut d'exploitation. Il est égal aux recettes moins les charges annuelles²²⁰, soit $EBE = L.E - Op$.

VAN : valeur actuelle nette. Elle est égale à la somme des flux monétaires actualisés, cumulés sur la période considérée.

TRI : taux de rentabilité interne. Le TRI est le taux d'actualisation qui annule la VAN.

Le LCOE se calcule de la manière suivante :
$$L = \frac{\sum_{a=0}^n \frac{I_a + Op_a}{(1+T)^a}}{\sum_{a=0}^n \frac{E_a}{(1+T)^a}}$$

Si Op et E sont constants (et nuls l'année du premier investissement), le LCOE se calcule

ainsi : $L = \frac{I + A.Op}{A.E}$

d'où :

$$L.A.E = I + A.Op$$

ou encore :

$$A.(L.E - Op) - I = 0 \quad (a)$$

²²⁰ Pour simplifier les calculs, on déduit ici les recettes et économies hors énergie (valorisation des matières fertilisantes, redevances de traitement de déchets). Ceci revient à considérer des OPEX « nets » c'est-à-dire les OPEX dont on a déduit ces recettes.



L'EBE annuel vaut $L.E - Op$. Sa valeur actualisée cumulée, si l'EBE est constant, est égale à $A.(L.E - Op)$.

La VAN est égale au cumul actualisé des EBE moins l'investissement initial :

$$VAN = A.(L.E - Op) - I$$

Or d'après (a) $A.(L.E - Op) - I = 0$, d'où $VAN = 0$

Dans le cadre des hypothèses précédemment défini, le LCOE correspond au prix de valorisation de l'énergie produite permettant d'annuler la VAN.

Ainsi, les deux formules, celle qui permet de calculer le LCOE à partir d'un taux d'actualisation, et celle qui permet de calculer le TRI à partir d'un coût unitaire de l'énergie, sont donc identiques.

Le TRI est donc égal au taux d'actualisation qui permet de calculer le LCOE.

Il est donc possible d'utiliser indifféremment le calcul en LCOE et le calcul en TRI.

Le calcul diffère légèrement si les flux sont variables, plus précisément si les OPEX et la production d'énergie varient de manière légèrement différente dans le temps.

17.9.2 Choix du taux d'actualisation ou du TRI

Le taux d'actualisation définit le coût moyen pondéré du capital (CMPC)²²¹, qui est considéré comme représentant le taux de rentabilité annuel moyen d'un projet.

Le choix du CMPC dépend de la nature des activités. Les activités plus exposées aux risques attendent un CMPC plus élevé que les activités à faible risque, telles que les activités régulées.

En principe, le CMPC dépend de la structure du capital du projet (fonds propres, comptes courants d'associés, obligations, emprunts) et du rendement attendu pour chacune de ces composantes. Il tient également compte de l'impôt.

Dans un but de rendre comparable les études de nature et portée similaire, la présente étude est basée sur un taux d'actualisation de 5,25%.

C'est le taux qui a été adopté dans l'étude « 100% électricité renouvelable » : « Dans tous les cas le taux d'actualisation est fixé à 5.25%. Cette valeur correspond au taux de rémunération de la base d'actifs régulés prévu par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), notamment pour le calcul du TURPE (CRE, 2013).

L'hypothèse d'un même taux d'actualisation pour toutes les filières se justifie par une probable maturité équivalente des filières à l'horizon 2050 ».

Ce taux de 5,25% est donc issu d'un document de la CRE, où il est utilisé pour évaluer le taux de rémunération d'actifs régulés dans le cadre du calcul du TURPE : il s'agit de la rémunération des actifs des gestionnaires de réseaux et non des moyens de production d'énergie, qui ne sont pas soumis aux mêmes risques²²².

²²¹ WACC en anglais : weighted average cost of capital

²²² L'estimation du juste CMPC est un sujet complexe, comme en témoigne par exemple son établissement pour plusieurs entreprises gazières : « Réponse au rapport réalisé pour la CRE



La CRE se base sur la notion de « CMPC de référence » pour juger de la rentabilité des projets d'énergie renouvelable, comme l'éolien ou le photovoltaïque. Dans sa délibération n°2017-064 du 23 Mars 2017, la CRE fait référence à une CMPC de référence de 5,5-6% selon une étude du Cabinet Ernst&Young qui devait être publiée prochainement.

Pour les porteurs de projet, l'objectif n'est pas simplement de financer le capital, mais de générer des bénéfices. On estime en général que le TRI projet doit être de l'ordre de 10% pour s'avérer suffisamment incitatif²²³. A titre indicatif, les tarifs éoliens ont été fixés initialement sur un objectif de TRI de 8%. Dans l'industrie, les TRI recherchés peuvent être nettement plus élevés, de 12 voire 15%.

Le TRI est égal au taux de l'argent réputé « sans risque » majoré d'une prime de risque qui dépend du secteur considéré. Les activités régulées sont à faible risque, tandis que la production de bioénergies présente un risque supérieur, pour lequel une majoration de 4 à 5% est considérée comme normale.

17.9.3 Incidence du choix du taux d'actualisation

A flux annuels identiques, on peut mesurer l'impact du choix du taux d'actualisation sur le LCOE.

En effet, pour deux taux d'actualisation différents, on obtient :

$$LCOE_1 - LCOE_2 = \frac{I}{k} \times \left(\frac{1}{A_1} - \frac{1}{A_2} \right)$$

L'écart entre les LCOE ne dépend que de l'investissement spécifique, et non des OPEX, car la différence porte uniquement sur la rémunération du capital.

Sur 20 ans, pour T=10%, A₁ vaut 8,5 ; pour T=5%, A₂ vaut 12,5.

Le terme $\left(\frac{1}{A_1} - \frac{1}{A_2} \right)$ vaut 0,037, c'est-à-dire que l'écart de LCOE entre un taux d'actualisation de 5% et un taux de 10% est égal à 3,7% de l'investissement spécifique.

17.9.4 Choix de l'horizon temporel

Les coûts calculés ici sont des coûts unitaires moyens de l'énergie injectée. De même que pour l'étude « 100% électricité renouvelable », on considère un coût centré sur l'année 2050 pour un parc de production donné.

relatif à l'estimation du coût moyen pondéré du capital de GrDF pour l'ATRD5 » - Rapport réalisé pour GrDF et son actionnaire Engie – NERA, Octobre 2015 ; « Evaluation du CMPC des activités régulées d'Elengy et de Fosmax LNG pour la période de l'ATTM5 - Un rapport pour la CRE » - Compasse Lexecon, 31 août 2016 ; « Évaluation du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en France – rapport mandaté par la CRE » – Frontier economics, Novembre 2015

²²³ « Evaluation du potentiel de production de biométhane à partir des boues issues des stations d'épuration des eaux usées urbaines », Ademe et GrDF, Septembre 2014.

Ces calculs ne sont pas effectués dans un objectif d'analyse macro-économique avec des flux annuels d'investissements, d'OPEX et de ventes d'énergie.

17.10 Caractéristiques économiques de la méthanisation

Les tableaux ci-dessous détaillent la composition des coûts de production du biométhane pour 12 unités types :

- Approvisionnement en matières
- Décomposition des investissements
- Décomposition des coûts d'exploitation
- Calcul des ratios : investissements spécifiques, OPEX, CAPEX, coûts complets

Le poste « **OPEX matières** » représente l'ensemble des charges associées à la livraison des matières sur site et la gestion des digestats. Il s'agit de dépenses hors du périmètre de l'usine de méthanisation, tandis que le poste « OPEX techniques » comprend les dépenses à l'intérieur du périmètre de l'usine de méthanisation.

Le poste OPEX matières est calculé en valeur « nette », c'est-à-dire que l'on a déduit de ces charges d'exploitation les recettes associées à ces livraisons de matières ou de digestat : redevances de traitement de déchets, valorisation de la valeur fertilisante du digestat, économies de charges de transport et d'épandage éventuels.

De cette manière, on isole la partie « énergie » des autres dimensions de la méthanisation



Tableau 80 - Régime d'approvisionnement des 12 méthaniseurs types

N° de cas-type	Unité	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Matières traitées	t/an	23 932	27 584	25 445	27 976	25 024	34 966	37 470	48 456	69 223	50 049	75 177	82 057
Fumier	t/an	18 631	160	12 494	7 664	2 840	9 046	8 335	1 523	2 175	5 681	31 554	6 363
Lisier	t/an	16	0	0	82	0	5 263	1 227	65	93	0	7 363	770
Fientes	t/an	61	1 322	66	3 436	6	5 098	53	135	193	12	6 311	40
Résidus de culture	t/an	255	2 698	1 941	3 171	4 497	1 365	3 010	3 994	5 706	8 994	2 498	7 033
CIMSE	t/an	90	9 362	9 038	9 250	13 492	8 059	23 154	32 450	46 358	26 983	16 303	60 282
Résidus d'IAA	t/an	0	8 260	0	2 141	0	4 112	0	6 740	9 628	0	5 522	402
Biodéchets	t/an	186	1 872	152	1 269	284	428	220	649	927	568	947	1 105
Herbe	t/an	1 932	2 753	1 223	172	3 077	444	104	155	221	6 154	2 603	1 708
Algues	t/an	2 760	1 156	532	793	828	1 151	1 366	2 746	3 923	1 657	2 077	4 354
Débit de biométhane	m ³ /h	173	237	220	271	258	273	331	426	609	517	580	756
Energie injectée ²²⁴	GWh PCs	12	22	18	23	23	23	29	39	55	46	47	68

Tableau 81 - décomposition des investissements des 12 méthaniseurs types

N° de cas-type	Unité	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Investissement total	k€	4 986	5 830	5 275	6 255	5 897	6 272	7 120	8 133	11 979	10 511	11 853	12 547
<i>stockage des intrants, alimentation, véhicules</i>	k€	536	743	705	1 116	1 205	1 064	1 328	1 398	2 240	2 205	2 235	2 509
<i>digestion anaérobie</i>	k€	1 152	1 262	1 337	1 545	1 072	1 057	1 309	1 560	2 240	2 062	2 298	2 740
<i>épuration du gaz</i>	k€	1 031	1 164	1 160	1 364	1 330	1 446	1 588	1 810	2 187	1 980	2 153	2 421
<i>traitement et stockage du digestat</i>	k€	478	468	431	473	491	516	585	679	857	557	1 328	1 173
<i>terrassement, VRD, bâtiments</i>	k€	566	766	388	405	502	715	659	790	1 630	1 275	1 144	906
<i>Ingénierie et montage</i>	k€	718	839	767	763	717	748	850	968	1 422	1 259	1 424	1 523
<i>coûts non techniques</i>	k€	505	588	487	588	580	726	801	929	1 403	1 173	1 271	1 274
Investissement spécifique [énergie]	€/MWh _{gaz}	2,45	2,09	2,04	1,96	1,94	1,95	1,83	1,62	1,67	1,73	1,74	1,41

²²⁴ Biométhane injecté sur le réseau, déduction faite des autoconsommations



Tableau 82 - décomposition des OPEX des 12 méthaniseurs types

N° de cas-type	Unité	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Coûts d'exploitation	k€/an	588	1 188	1 026	1 178	1 402	1 149	1 739	2 278	3 073	2 542	2 172	3 633
<i>Conduite</i>	k€/an	81	146	142	166	115	179	223	284	288	218	310	202
<i>achat de matières</i>	k€/an	132	467	367	414	660	310	766	1 083	1 548	1 320	649	2 010
<i>consommables</i>	k€/an	118	274	174	222	239	236	289	370	540	439	448	617
<i>entretien</i>	k€/an	126	155	145	175	169	181	195	219	288	263	280	310
<i>prestations (assurances, analyses)</i>	k€/an	72	85	89	101	97	118	129	146	179	161	172	200
<i>transports de matières</i>	k€/an	59	62	110	101	122	125	136	176	230	141	313	294
Recettes hors énergie													
recettes de traitement	k€/an	3	152	2	51	4	68	3	111	158	9	97	23
valorisation éléments fertilisants, autres recettes et économies	k€/an	46	68	53	59	57	73	85	119	170	114	154	195

Tableau 83 - Synthèse des coûts unitaires des 12 méthaniseurs types

N° de cas-type	Unité	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
OPEX matières net (déduction faite valorisations hors énergie)	€/MWh	12	15	25	18	33	13	30	28	28	31	16	32
OPEX technique	€/MWh	35	32	33	30	28	32	31	28	25	25	27	21
CAPEX énergie	€/MWh	60	39	44	40	38	41	38	32	33	35	39	28
LCOE à 10% d'actualisation	€/MWh	107	86	102	89	100	87	98	87	85	90	82	81
LCOE à 5% d'actualisation	€/MWh	90	75	89	77	89	75	88	79	76	81	72	74



17.11 Caractéristiques technico-économiques de power-to-gas

17.11.1 PtH₂

Tableau 84 – Hypothèses technico-économiques des électrolyseurs par technologie²²⁵

		2014	2030	2050
Investissement spécifique				
Alcalin	€/kWe	1000	550	400
PEM	€/kWe	2000	975	700
SOEC	€/kWe		1200	1000
Coûts de fonctionnement fixes				
Alcalin	%invest/a	5%	5%	5%
PEM	%invest/a	3%	3%	3%
SOEC	%invest/a		3%	3%
Alcalin	€/kWe	50	27,5	20
PEM	€/kWe	60	29,25	21
SOEC	€/kWe		36	30
Rendement e->H₂_{PCS}				
Alcalin	%	70%	77%	79%
PEM	%	70%	81%	84%
SOEC	%		100%	100%
Rendement e->chaleur				
Alcalin	%	24%	18%	17%
PEM	%	24%	15%	13%
SOEC	%			0%
Durée de vie	a	15	20	20

²²⁵ ADEME et al., « Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire ».



Tableau 85 – Caractéristiques technico-économiques moyennes du parc d'électrolyseurs

		2014	2030	2050
Mix retenu	%		100%	100%
Alcalin	%		50%	50%
PEM	%		50%	50%
SOEC	%		0%	0%
Investissement spécifique équipement	€/kWe		760	550
Coûts de fonctionnement fixes	%invest/a		4%	4%
Coûts d'intégration	%		30%	30%
Investissement spécifique projet	€/kWe		990	720
Coûts de fonctionnement fixes	%invest/a		3%	3%
Rendement e->H₂_{PCS}	%		79%	82%
Rendement e->chaleur	%		17%	15%
Durée de vie	a		17,5	20

17.11.2 PtCH₄

Tableau 86 – Hypothèses technico-économiques de la méthanation par technologie²²⁶

Méthanation		2014	2030	2050
Investissement spécifique				
Catalytique	€/kW _{CH₄PCS}	1500	750	500
Biologique	€/kW _{CH₄PCS}	1000	150	100
Coûts de fonctionnement fixes				
Catalytique	%invest/a	10%	10%	10%
Biologique	%invest/a	12%	14%	15%
Catalytique	€/kW _{CH₄PCS} /a	150	75	50
Biologique	€/kW _{CH₄PCS} /a	120	20,25	15
Rendement H ₂ _{PCS->CH₄PCS}				
Catalytique	%	78%	78%	78%
Biologique	%	78%	78%	78%
Rendement e->chaleur				
Catalytique	%	18%	18%	18%
Biologique	%	18%	18%	18%
Durée de vie	a	15	20	20

²²⁶ ADEME et al.



Tableau 87 – Hypothèses technico-économiques du PtCH₄ par technologie²²⁷

		2014	2030	2050
Investissement spécifique	€/kW _{CH₄PCS}			
Alcalin-Catalytique	€/kW _{CH₄PCS}	2780	1460	1010
Alcalin-Biologique	€/kW _{CH₄PCS}	2280	860	610
PEM-Catalytique	€/kW _{CH₄PCS}	4060	2000	1400
PEM-Biologique	€/kW _{CH₄PCS}	3560	1400	1000
SOEC-Catalytique	€/kW _{CH₄PCS}		2290	1780
Coûts de fonctionnement fixes				
Alcalin-Catalytique	€/kW _{CH₄PCS/a}	210	110	80
Alcalin-Biologique	€/kW _{CH₄PCS/a}	180	60	40
PEM-Catalytique	€/kW _{CH₄PCS/a}	230	110	80
PEM-Biologique	€/kW _{CH₄PCS/a}	200	60	40
SOEC-Catalytique	€/kW _{CH₄PCS/a}		120	90
Rendement e->CH ₄ _{PCS}				
Alcalin-Catalytique	%	55%	60%	62%
Alcalin-Biologique	%	55%	60%	62%
PEM-Catalytique	%	55%	63%	66%
PEM-Biologique	%	55%	63%	66%
SOEC-Catalytique	%	0%	78%	78%
Rendement e->Chaleur				
Alcalin-Catalytique	%	36%	32%	31%
Alcalin-Biologique	%	36%	32%	31%
PEM-Catalytique	%	36%	29%	28%
PEM-Biologique	%	36%	29%	28%
SOEC-Catalytique	%			

Remarque : l'électrolyse haute température SOEC nécessite une source de chaleur haute température, elle est donc associée uniquement à la méthanation catalytique²²⁸.

²²⁷ ADEME et al.

²²⁸ ADEME et al.



Tableau 88 – Caractéristiques technico-économiques moyennes du parc de PtCH₄

		2014	2030	2050
Mix retenu	%		100%	100%
Alcalin-Catalytique	%		20%	20%
Alcalin-Biologique	%		20%	20%
PEM-Catalytique	%		20%	20%
PEM-Biologique	%		20%	20%
SOEC-Catalytique	%		20%	20%
Investissement spécifique équip	€/kW _{CH₄PCS}		1600	1160
Coûts de fonctionnement fixes	€/kW _{CH₄PCS} /a		90	70
	%invest/a		6%	6%
Coûts d'intégration	%		30%	30%
Investissement spécifique proje	€/kW _{CH₄PCS}		2080	1510
Coûts de fonctionnement fixes	€/kW _{CH₄PCS} /a		90	70
	%invest/a		4%	5%
Rendement e->CH ₄ _{PCS}	%		65%	66%
Rendement e->Chaleur	%		25%	23%



17.12 Caractéristique pyrogazéification

Les unités de pyrogazéification identifiées dans ce tableau sont exclusivement des unités avec une conversion en aval du syngas (en particulier méthanation) pour obtenir une qualité de gaz injectable en réseau.

Tableau 89 – Liste de projets pyrogazéification chiffrés

Site	Source	Pu in	Pu out	Pu out PCS	rend PCI	Invest	Invest. spé.
		MW _{PCI}	MW _{PCI}	MW _{PCS}	MW _{PCI}	M€	€/kW _{CH4 PCS}
Gobigas	1	32	20	22	63%	168	7 565
EON Sweden	1	345	200	222	58%	473	2 128
Vetaani. VTT Finland	1	100	60	67	60%	120	1 801
NNFFC/E4 Tech 2010	1	41	27	30	66%	68	2 260
NNFFC/E4 Tech 2010	1	135	88	98	65%	148	1 518
Taylor. BMBF Verbundproject	1	60	34	38	57%	53	1 415
Värnamo. BMBF Verbundproject	1	60	36	40	60%	74	1 856
ECN report E-06-018 2006	1	100	67	74	67%	102	1 374
ECN report E-06-018 2007	1	1000	670	744	67%	464	623
ECN, IGRC paper Seul 2011	1	1000	670	744	67%	525	706
Bio-SNG feasibility study NEPIC,..	1	50	33	37	66%	97	2 644
Bio-SNG feasibility study NEPIC,..	1	300	195	217	65%	272	1 256
Agnion Heatpipe	1	1,4	1	1	71%	4	3 746
Bluetower	1	31	20	22	65%	72	3 227
Cortus Woodroll	1	31	20	22	65%	58	2 598
GoGreenGas	2	4,6	2,9	3	63%	26,45	8 212
GoGreenGas futur1	2	66	42	47	64%	124	2 663
GoGreenGas futur2	2	132	84	93	64%	174	1 861
ECN 2016	3	100	69,1	77	69%	231	3 010

Sources : (1) ²²⁹, (2) ²³⁰, (3) ²³¹

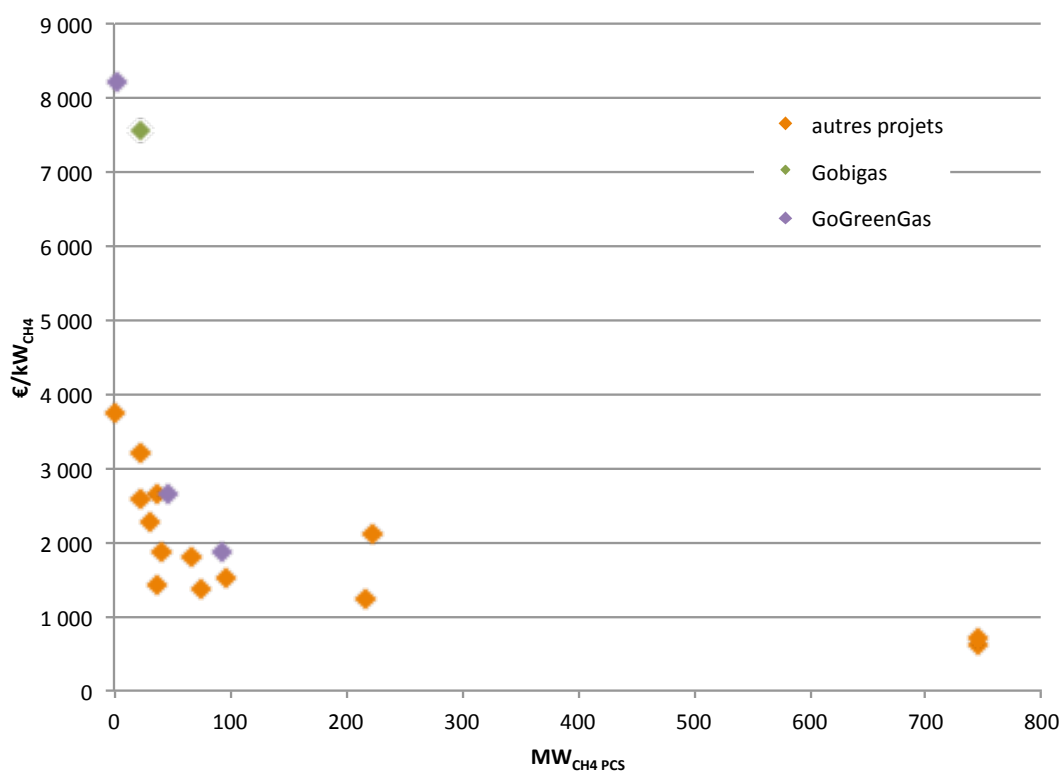
²²⁹ DGC, « Bio-SNG and RE-gases Detailed analysis of bio-SNG technologies and other RE-gases ».

²³⁰ gogreengas, « FIRST PROJECT PROGRESS REPORT ».

²³¹ ECN et Hyet, « Co-production of green, high quality hydrogen and bio SNG using electrochemical hydrogen compression ».

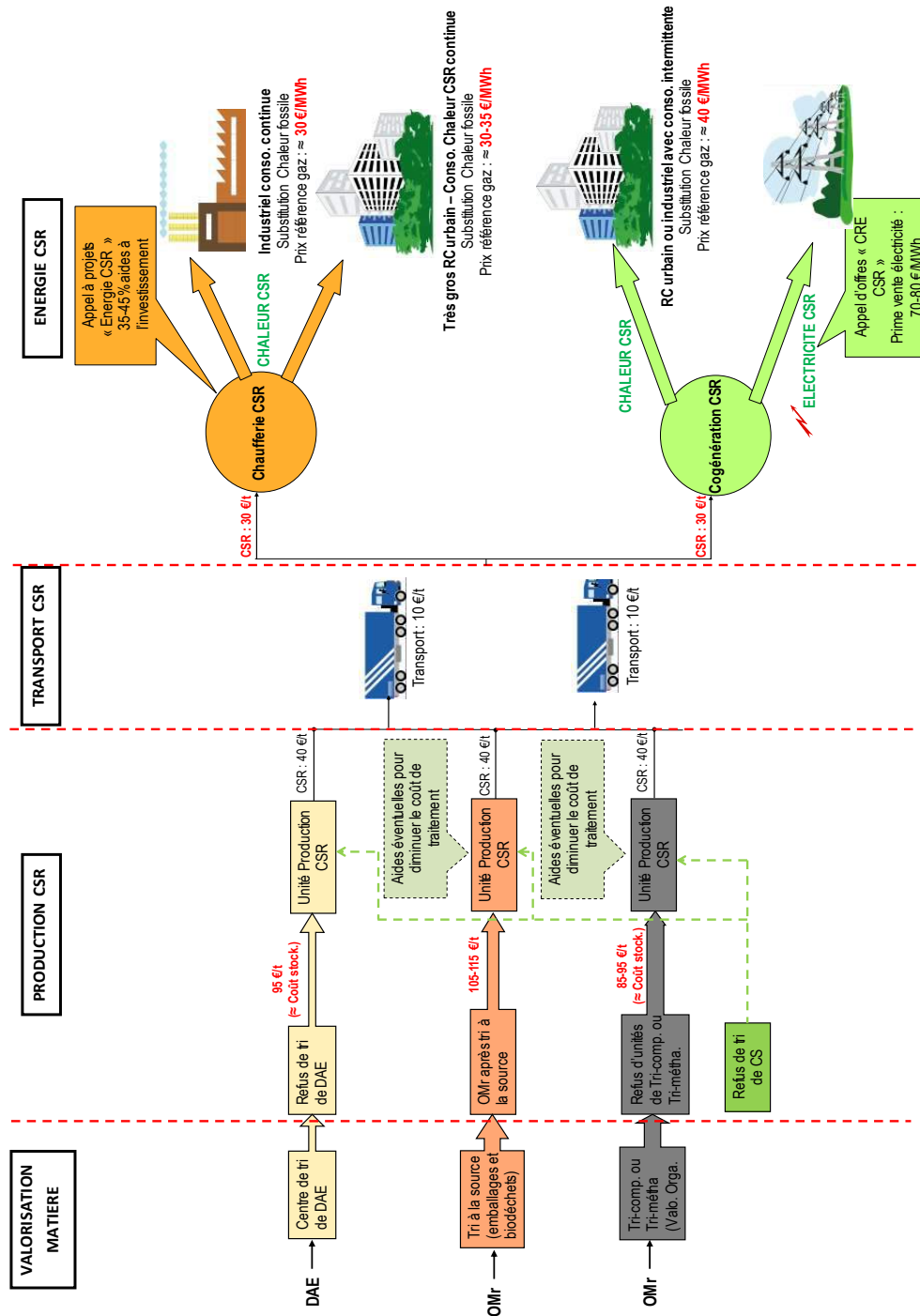


Figure 112 – Coûts d'investissement spécifique d'unité de pyrogazéification



17.13 Evaluation des coûts/redevances pour les CSR

D'après l'étude ²³²



²³² ADEME, FNADE, et SN2E, « ELABORATION D'UN MODELE ECONOMIQUE GLOBAL DE PRODUCTION ET VALORISATION DE CSR ».

17.14 Répartition des ressources par département / filière / ressource

La répartition géographique des ressources est réalisée selon différentes méthodologies qui sont précisées dans le

Tableau 90 – Méthodologie de répartition géographique des ressources

Ressources	Hypothèses de distribution géographiques
CIMSE, résidus de culture, déjections animales, herbe	La répartition géographique est faite sur la base d'une modélisation (Solagro) à la maille cantonale, puis une agrégation au département.
Algues	la répartition géographique issue de l'étude ADEME/ENEA/INRIA ²³³ n'est pas disponible. Pour les besoins de l'étude, une hypothèse simple de clé de répartition basée sur la disponibilité des surfaces ²³⁴ par département a été utilisée. Même si les erreurs peuvent être importantes, elles resteront faibles au regard de l'ensemble de la ressource en gaz renouvelables (plus de 400 TWh _{PCS})
Power-to-gas	La répartition géographique à la maille des anciennes régions est issue de l'étude PtX ²³⁵ . Pour les besoins de l'étude une répartition départementale a été estimée, en éclatant le potentiel régional au prorata des superficies des départements.
Détail bois énergie	
Bois issu de la forêt	Modélisation à la maille régionale (ancienne région) + éclatement du potentiel régional au prorata des superficies de forêts des départements.
Connexes de scieries et liqueurs noires	Modélisation à la maille régionale (ancienne région) + éclatement du potentiel régional au prorata des superficies de forêts des départements.
Bois hors forêt	Potentiel national distribué selon répartition de population
Déchets de bois	Potentiel national distribué selon répartition de population

²³³ ENEA, INRIA, et ADEME, « Évaluation du gisement potentiel de ressources algales pour l'énergie et la chimie en France à horizon 2030 ».

²³⁴ Le détail des typologies de surface utilisé dans la modélisation de l'étude ADEME/ENEA/INRIA sont décrites dans l'annexe 4 de l'étude citée. Il s'agit

²³⁵ ADEME et Artelys, « Un mix électrique 100% ENR en 2050, quelles opportunités pour décarboner le système gaz et chaleur ? »



Tableau 91 - Répartition des ressources par département / filière / ressource

Dep	Potentiel de production méthane en GWh _{PCS}								Potentiel bois énergie en GWh _{PCI}	Potentiel électricité pour power-to-gas (GWh _{elec})		Energie de récupération	
	CIMSE	Résidus de cultures	Déjections d'élevage	Herbe	Résidus IAA	Bio-déchets	Algues	Total		Variante min	Variante max	CSR (GWh _{PCI})	H2 fatal (GWh _{PCS})
01	405	244	259	119	46	103	177	1 354	2 848	0	2 290	200	44
02	1 681	1 052	257	238	56	102	167	3 553	2 456	0	0	200	44
03	643	513	402	236	41	76	88	1 998	1 999	3 359	4 900	200	44
04	7	32	116	71	12	36	300	573	1 005	341	3 641	0	0
05	1	4	228	44	5	30	349	661	651	273	2 917	0	0
06	0	0	27	22	14	151	205	418	1 515	211	2 260	400	88
07	13	19	124	74	25	63	90	406	3 482	0	2 197	200	44
08	278	414	306	137	11	57	54	1 256	2 752	0	1 066	0	0
09	63	67	95	83	8	35	156	507	1 928	485	1 299	0	0
10	491	864	83	167	42	65	105	1 817	2 794	0	1 224	0	0
11	72	98	52	113	34	71	541	981	1 275	568	5 289	200	44
12	18	34	1 034	245	64	70	28	1 493	2 520	867	2 320	0	0
13	8	33	77	86	72	276	718	1 269	1 987	250	2 675	600	132
14	1 070	456	431	191	96	122	122	2 488	1 302	4 830	7 106	200	44
15	25	24	396	169	32	42	20	709	2 370	2 620	3 823	0	0
16	1 181	431	182	176	43	76	98	2 187	1 612	1 569	3 512	200	44
17	1 550	660	146	211	25	116	181	2 889	1 635	1 808	4 047	200	44
18	559	565	162	190	31	67	87	1 661	2 446	0	1 817	0	0
19	78	54	163	126	28	59	59	566	2 539	541	4 189	0	0
21	353	735	196	222	33	101	124	1 765	5 238	0	324	200	44
22	1 656	524	1 329	214	193	104	160	4 179	1 922	1 435	7 233	200	44
23	146	140	240	135	6	41	35	743	1 518	514	3 981	0	0
24	527	228	301	152	55	83	56	1 402	6 040	0	0	200	44
25	53	80	354	109	54	91	38	779	4 564	0	0	200	44
26	160	193	194	107	83	88	94	919	3 744	0	2 595	200	44
27	1 270	721	209	214	31	102	132	2 679	2 331	962	2 671	200	44
28	1 869	931	70	189	14	99	96	3 267	1 363	0	1 476	200	44
29	1 363	374	1 064	163	171	139	293	3 567	2 022	1 405	7 081	200	44
30	21	43	30	155	72	119	269	708	1 756	541	5 042	200	44
31	988	506	118	231	35	200	170	2 249	2 187	626	1 676	400	88
32	1 189	617	142	77	42	46	29	2 142	732	621	1 662	0	0
33	202	83	54	132	92	227	350	1 139	6 220	0	0	400	88
34	10	27	28	196	41	165	535	1 004	1 790	564	5 256	400	88
35	1 550	483	1 017	349	191	160	165	3 914	2 054	1 413	7 125	400	88
36	495	521	233	63	14	59	77	1 461	1 635	0	1 705	0	0
37	745	508	180	59	17	100	124	1 734	2 437	0	1 538	200	44
38	368	205	238	149	45	188	220	1 413	4 322	0	2 953	400	88
39	93	163	205	156	65	55	27	764	4 595	0	0	0	0
40	676	265	170	93	50	74	170	1 500	5 495	0	0	200	44
41	427	459	102	115	38	63	94	1 297	2 996	0	1 593	200	44
42	37	36	307	114	68	120	91	773	2 224	0	1 900	200	44
43	69	93	389	161	31	49	17	809	2 909	2 278	3 323	0	0
44	429	262	559	209	108	195	319	2 082	1 803	2 691	4 165	400	88
45	1 782	710	90	112	70	106	142	3 012	2 873	0	1 701	200	44
46	48	52	301	124	41	46	31	644	1 932	518	1 385	0	0
47	1 314	560	129	230	45	61	62	2 400	1 884	0	0	200	44
48	0	2	284	100	15	24	81	505	1 233	478	4 451	0	0
49	939	484	659	150	127	130	121	2 611	2 099	2 829	4 379	200	44
50	795	178	830	338	99	110	109	2 461	818	5 170	7 606	200	44



Dep	Potentiel de production méthane en GWh _{PCS}								Potentiel bois énergie en GWh _{PCI}	Potentiel électricité pour power-to-gas (GWh _{elec})		Energie de récupération	
	CIMSE	Résidus de cultures	Déjections d'élevage	Herbe	Résidus IAA	Bio-déchets	Algues	Total		Variante min	Variante max	CSR (GWh _{PCI})	H2 fatal (GWh _{PCS})
51	845	1 333	104	233	73	99	193	2 881	2 961	0	1 664	200	44
52	196	424	268	139	27	47	60	1 162	4 290	0	1 266	0	0
53	502	356	763	97	124	62	64	1 967	840	2 043	3 162	0	0
54	174	409	283	204	22	115	135	1 342	3 594	0	0	200	44
55	240	557	306	138	45	46	63	1 394	4 173	0	0	0	0
56	1 347	396	909	136	194	120	201	3 303	2 697	1 423	7 176	200	44
57	169	441	338	196	36	162	229	1 571	4 243	0	0	400	88
58	195	340	212	74	5	54	55	936	3 605	0	252	0	0
59	1 167	565	505	289	145	367	351	3 390	3 122	0	0	800	176
60	1 546	818	161	172	31	129	175	3 032	2 495	0	0	200	44
61	410	447	489	139	70	72	49	1 676	1 689	5 314	7 817	0	0
62	1 893	812	565	231	167	227	311	4 205	2 106	0	0	400	88
63	467	373	390	152	50	123	119	1 675	4 220	3 647	5 320	200	44
64	506	193	540	100	80	111	99	1 628	3 694	0	0	200	44
65	232	101	146	80	14	47	140	759	1 397	443	1 186	0	0
66	0	1	23	56	38	72	157	347	1 110	381	3 546	200	44
67	267	157	262	64	170	164	132	1 217	4 985	0	0	400	88
68	1 054	438	124	99	59	113	101	1 989	3 968	0	0	200	44
69	98	61	144	147	55	242	120	867	2 382	0	1 291	600	132
70	233	325	245	148	17	52	59	1 079	4 428	0	0	0	0
71	350	301	435	201	65	104	151	1 607	3 308	0	317	200	44
72	948	548	448	62	129	98	108	2 341	2 293	2 450	3 792	200	44
73	17	14	119	136	28	72	268	653	2 821	0	2 395	200	44
74	17	18	174	127	81	114	130	661	2 813	0	1 743	200	44
75	0	0	0	0	0	294	0	294	1 935	0	0	800	176
76	1 150	553	579	135	75	200	206	2 899	2 573	1 000	2 776	400	88
77	1 436	707	63	219	32	199	229	2 884	2 823	0	0	400	88
78	287	163	17	170	21	194	160	1 012	2 010	0	0	400	88
79	985	542	862	167	64	71	102	2 792	861	1 580	3 537	200	44
80	2 041	941	333	133	62	101	190	3 800	1 321	0	0	200	44
81	569	304	342	61	40	73	69	1 458	1 802	571	1 529	200	44
82	588	285	104	156	14	46	48	1 241	755	369	987	0	0
83	1	8	25	247	27	149	574	1 030	1 736	294	3 140	400	88
84	11	30	17	95	51	85	190	479	809	175	1 876	200	44
85	1 228	535	880	132	137	110	227	3 248	1 151	2 653	4 106	200	44
86	1 202	749	338	159	25	83	110	2 666	1 666	1 841	4 122	200	44
87	182	136	358	141	15	73	25	930	1 618	510	3 948	200	44
88	81	129	360	49	91	69	76	855	5 374	0	0	200	44
89	416	883	147	2	37	73	94	1 651	3 710	0	275	200	44
90	15	23	24	11	1	22	27	123	608	0	0	0	0
91	321	168	2	53	21	168	143	876	1 551	0	0	400	88
92	0	0	0	44	26	208	45	323	1 400	0	0	600	132
93	1	0	0	0	10	201	64	277	1 353	0	0	400	88
94	1	0	0	0	6	176	65	249	1 199	0	0	400	88
95	250	121	8	0	11	160	109	658	1 312	0	0	400	88



17.15 Calage des données de consommation de gaz 2015

Les données issues de la base de donnée IRIS du SOES sont recalées à partir de différentes sources statistiques. Le Tableau 92 présente une comparaison des données de consommation nationale de gaz par secteur et selon différentes sources de données. Il montre en particulier les valeurs issues de la base de données IRIS initiales et recalées. Les cases vertes du tableau montre les valeurs de références issues d'autres sources, qui servent de « valeurs cibles » pour le calage des données.

Les corrections réalisées s'appliquent de manière homogène sur toutes les communes. Seule le nouveau secteur « production électrique » est appliqué de manière différenciée selon les communes possédant des centrales gaz, et en appliquant les données de consommation spécifiques à chaque centrale, d'après les données de RTE²³⁶.

Tableau 92 – Calage des données de consommations annuelles, 2015, données réelles

2015 réel	Statistique gazière	SOES bilanE	SOES locale IRIS	EACEI 2014	SNCU	RTE	BP gaz (cor Solagro)	Bilan cible retenu
Total	452,9	452,9	445,5				441,2	452,9
Raffinerie+Extraction+Eau+Déchet	19,8	7,3						7,3
raffinerie		7,3						7,3
Prod elec et chaleur	73,1	39,9					47	38,2
prod élec		39,9			3,9	22,6		26,5
prod chaleur					11,7			11,7
Interne branche		6,0						6,0
Industrie	147,5	136,7	169,5	139,2			163	147,5
Residentiel-tertiaire	210,0	245,8	235,5				231	230,5
Tertiaire	78,4		59,7				83	83,4
Résidentiel	131,6		175,8				147	147,2
Agriculture	2,5	3,7	2,9					2,9
Mobilité		1,3					1	1,3
NA			37,6					
Pertes et ajustement		12,2						6,7
eau et dechet								12,5

Sources de données

- Statistique gazière²³⁷
- SOES BilanE²³⁸
- SOES locale IRIS²³⁹

²³⁶ https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/prod/production_groupe.jsp

²³⁷ SOES, « Le bilan du gaz naturel en France en 2015 ».

²³⁸ SOES, « Bilan énergétique de la France pour 2015 ».

²³⁹ SOES, « Base de données de consommation de gaz à la maille IRIS », 2017, http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/energie-climat/r/toutes-energies-donnees-locales-denergie-2.html?tx_ttnews%5Btt_news%5D=25003&cHash=88b9e99af6ee9f677f7c13d11078470f.

- EACEI 2014²⁴⁰ (l'année 2015 n'est pas encore disponible)
- SNCU 2014²⁴¹
- RTE : Statistiques Production Consommation Echanges 2015 ²⁴² et Production par groupe²⁴³
- BP gaz ²⁴⁴: Données corrigées du climat, passage en données réelles faites par Solagro

Tableau 93 – Données de consommation réelle de gaz, 2015

TWhPCS	initial	recalé
Agriculture	3	3
Industrie	170	152
Tertiaire	60	83
Résidentiel	176	147
Production électrique		23
Autre	38	45
Total	445	453

Remarque : « Autre » correspond aux pertes, au secteur eau et déchet, aux consommations internes branche, à la cogénération, et au secteur des raffineries.

²⁴⁰ INSEE, « Les consommations d'énergie dans l'industrie en 2014 », consulté le 8 novembre 2017, <https://www.insee.fr/fr/statistiques/1912292#consulter-sommaire>.

²⁴¹ SNCU, « Enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid Restitution des statistiques 2014 », 2015.

²⁴² <http://www.rte-france.com/fr/article/statistiques-de-l-energie-electrique-en-france>

²⁴³ https://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/prod/production_groupe.jsp

²⁴⁴ GRDF et al., « Bilan prévisionnel pluriannuel gaz 2016 ».

17.16 Liste des stations météo

Tableau 94 – Liste des stations météo de référence

#	CODE STATION METEO FRANCE	LIBELLE STATION METEO FRANCE	Station retenue pour 2050	Rattachement des stations pour 2050
1	47091001	AGEN	oui	
2	89346001	AUXERRE		35
3	68297001	BALE-MULHOUSE		20
4	25056001	BESANCON		20
5	64024001	BIARRITZ-ANGLET		1
6	74042003	BONNEVILLE		10
7	33281001	BORDEAUX-MERIGNAC		1
8	18033001	BOURGES		35
9	29075001	BREST-GUIPAVAS		35
10	73329001	CHAMBERY-AIX	oui	
11	28070001	CHARTRES		32
12	63113001	CLERMONT-FERRAND	oui	
13	16089001	COGNAC		1
14	68205001	COLMAR-MEYENHEIM		20
15	21473001	DIJON-LONGVIC		21
16	35228001	DINARD-LE-PLEURUIT		35
17	67124001	ENTZHEIM		20
18	38384001	GRENOBLE-ST-GEOIRS		10
19	59343001	LILLE-LESQUIN		32
20	70473001	LUXEUIL	oui	
21	69029001	LYON-BRON	oui	
22	13054001	MARIGNANE		27
23	57039001	METZ-FRESCATY		20
24	26198001	MONTELIMAR		27
25	44020001	NANTES-BOUGUENAIS		35
26	06088001	NICE		27
27	30189001	NIMES-COURBESSAC	oui	
28	75114001	PARIS-MONTSOURIS	oui	
29	64549001	PAU-UZEIN		1
30	66136001	PERPIGNAN		27
31	51183001	REIMS-COURCY		20
32	76116001	ROUEN-BOOS	oui	
33	42005001	ST-ETIENNE-BOUTHEON		21
34	31069001	TOULOUSE-BLAGNAC		1
35	37179001	TOURS	oui	



17.17 Projections ADEME

Dans cette partie les codes suivants sont utilisés :

Secteur	Code	Usage	Code
Agriculture	A	Non thermosensible	0
Industrie	I	Thermosensible	1
Tertiaire	T		
Résidentiel	R		
Transport-Mobilité	M		
Autre	N		

Ainsi, la part thermosensible du secteur résidentiel est « codé » en R1.

Le Tableau 95 présente les consommations annuelles sectorielles en gaz. Il est important de prendre en compte les évolutions différenciées au sein d'un même secteur de différents usages étant donné que les formes des courbes de charges sont différentes.

Tableau 95 – Evolution des consommations de gaz par secteurs/usage dans le scénario ADEME 2050²⁴⁵

Secteurs/usages		2010	2050	2050/2010
A	TWh _{PCS}	3,0	2,6	0,87
I	TWh _{PCS}	144,2	86,0	0,60
T	TWh _{PCS}	78,3	11,9	0,15
<i>chauffage</i>	TWh _{PCS}	50,6	6,8	0,13
<i>hors chauffage</i>	TWh _{PCS}	27,8	5,1	0,18
R	TWh _{PCS}	179,7	54,7	0,30
<i>Chauffage</i>	TWh _{PCS}	150,5	38,2	0,25
<i>hors chauffage</i>	TWh _{PCS}	29,2	16,4	0,56
M	TWh _{PCS}	0	106,1	-
Total	TWh _{PCS}	405,3	261,2	0,64

Les coefficients d'évolutions déduits du Tableau 95 sont corrigés de l'évolution 2010-2015 pour être appliqués dans la modélisation.

²⁴⁵ ADEME, Enerdata, et Energies Demain, « Actualisation du scénario énergie-climat - ADEME 2035-2050 ».



Tableau 96 – Coefficient d'évolution sectoriels et par usages

		2050/2010	2015/2010	2050/2015
A0	-	0,87	1,23	0,70
I0	-	0,60	0,92	0,65
I1	-	0,60	0,92	0,65
T0	-	0,18	0,95	0,19
T1	-	0,13	0,95	0,14
R0	-	0,56	0,95	0,59
R1	-	0,25	0,95	0,27
N0	-			0,36
N1	-			0,36

Source : ADEME, SOES, traitement Solagro

Pour le secteur « Autre » (N), l'estimation a été faite en décrivant l'évolution de chacun des sous-secteurs qui le composent (voir annexe 17.15). Le détail est présenté sur le Tableau 97.

Tableau 97 – Estimation de l'évolution du secteur « Autre » (N)

Secteur / sous-secteur		2015	Evol	2050	Explications
Autre (N)	TWh _{PCS}	44,9	0,36	16,4	
Raffinerie	TWh _{PCS}	7,3	0	0,0	Usage principalement pour production H2. H2 fait par électrolyse en 2050
Eau et déchet	TWh _{PCS}	12,5	0,65	8,1	idem industrie
Interne branche	TWh _{PCS}	6,0	0,65	3,9	idem industrie
partie cogé finale	TWh _{PCS}	12,5	0	0,0	pas de cogénération gas réseu en 2050 dans le scénario ADEME
pertes et ajustement	TWh _{PCS}	6,7	0,65	4,4	idem industrie

Pour information une comparaison des consommations de gaz entre le scénario ADEME 2035-2050 et la modélisation de cette présente étude, dans le Tableau 98. Les écarts s'expliquent par :

- Périmètre initial de consommation différent, le scénario ADEME 2035-2050 considère un périmètre plus restreint d'environ 50 TWh_{PCS}, voir Tableau 99
- Recalage des données statistiques sur des sources plus récentes (2015), voir 17.15



Tableau 98 – Comparaison de la consommation de gaz 2050 entre le scénario énergie-climat ADEME 2035-2050 et 100% gaz EnR&R

Secteurs/usages		ADEME Vision	100%GAZEnR	ratio
		(1)	(2)	(2)/(1)
Agriculture	TWh _{PCS}	2,6	2,0	0,79
Industrie	TWh _{PCS}	86,0	99,1	1,15
Tertiaire	TWh _{PCS}	11,9	13,1	1,10
<i>chauffage</i>	TWh _{PCS}	6,8	8,8	1,29
<i>hors chauffage</i>	TWh _{PCS}	5,1	4,3	0,85
Résidentiel	TWh _{PCS}	54,7	48,8	0,89
<i>Chauffage</i>	TWh _{PCS}	38,2	32,3	0,85
<i>hors chauffage</i>	TWh _{PCS}	16,4	16,5	1,00
Transport	TWh _{PCS}	106,1	106,1	1,00
Autre	TWh _{PCS}	2,1	16,4	7,74
Total hors production d'électricité	TWh_{PCS}	261,2	269,2	1,03
Production électricité	TWh _{PCS}	42	10- 46	

Tableau 99 - Point zéro (2010) du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050, comparaison aux statistiques énergies

2010 réel	Stat gaz	SOES bilan	EACEI2010	ADEME
Total	533,8	549,8		479,6
Raffinerie+Extraction+Eau+Déchet	10,6	8,3		
raffinerie	10,6	8,3		
Prod elec et chaleur	86,6	49,4		71,0
prod élec		49,4		42,9
prod chaleur				28,1
Interne branche		6,8		
Industrie	143,2	164,3	144,0	144,2
Residentiel-tertiaire	264	303,2		258,1
Tertiaire	85			78,3
Résidentiel	179			179,7
Agriculture	2,7	3,0		3,0
Mobilité		1,1		0,0
NA	26,7			
Pertes et ajustement		13,7		3,4



17.18 Profils annuels de consommation de gaz 2050F et 2050C

Cette annexe présente les profils annuels de consommation de gaz en 2050, pour l'année froide et l'année chaude.

Figure 113 – Décomposition sectorielle de la courbe de charge journalière de consommation de gaz, 2050F (scenario 100% EnR&R)

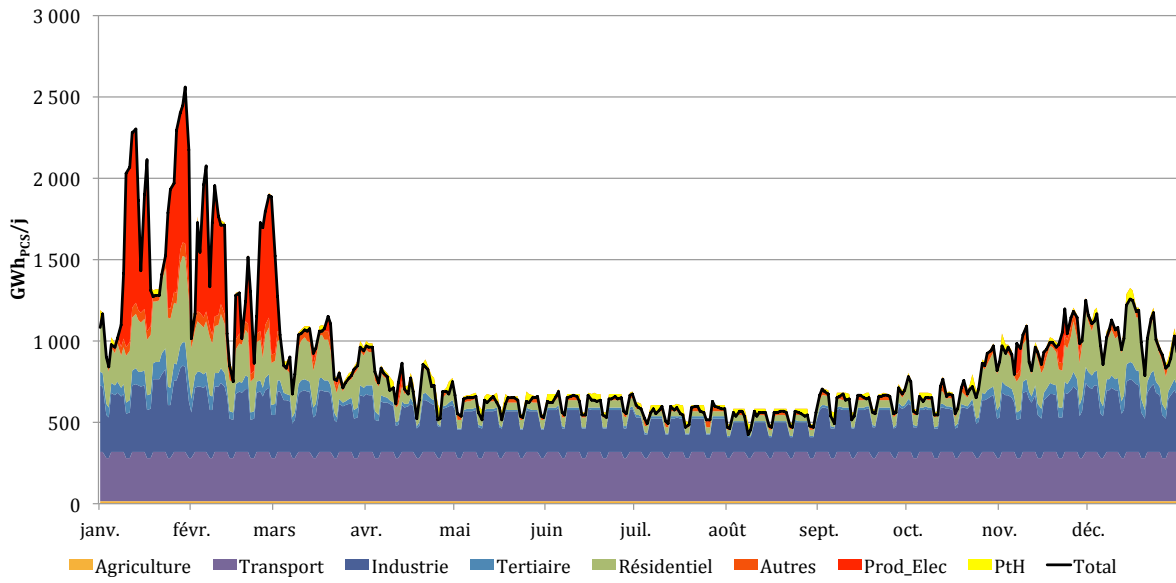
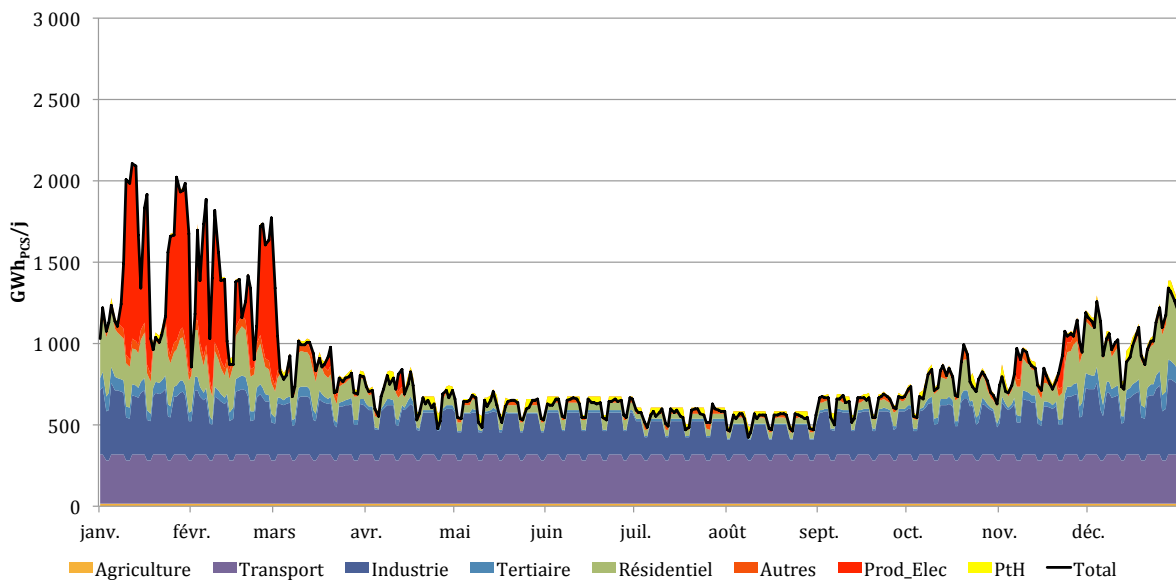
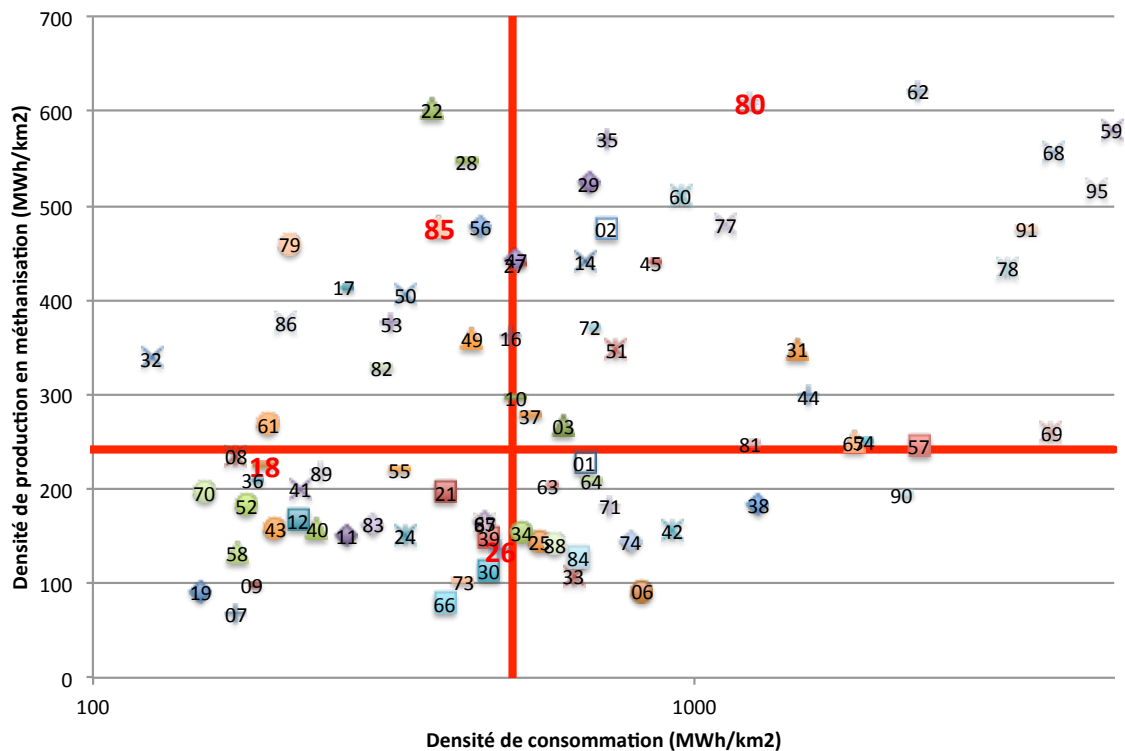


Figure 114 – Décomposition sectorielle de la courbe de charge journalière de consommation de gaz, 2050C (scenario 100% EnR&R)



17.19 Choix des départements de cas type

Caractérisation des départements selon la densité de consommation en gaz et la densité de production de gaz issu de méthanisation. Les barres rouges sont les médianes.



17.20 Positionnement des unités de méthanisation

17.20.1 Description générale de la méthode

La méthode proposée ici est une approche exploratoire, elle vise à montrer ce que pourrait être un parc de méthaniseurs cohérent avec le potentiel identifié lors de cette étude, et superposé au réseau de gaz actuel.

Pour chaque département étudié, a été construit des « unités type » basées sur un régime d’approvisionnement et sur une taille d’installation.

Le régime d’approvisionnement décrit les quantités de matières selon les principales sources identifiées canton par canton (fumier, lisier, résidus de cultures, CIMSE, biodéchets des IAA, etc.).

La taille de l’unité type est choisie de telle sorte que le parc d’unités de méthanisation sur un canton permette de capter la totalité du potentiel disponible, avec des rayons maximum d’approvisionnement de 5 à 7 km.

En moyenne, sur chaque canton on dispose ainsi un parc de 2 à 3 méthaniseurs, parfois plus pour les cantons à fort potentiel, parfois un seul, ou encore aucun lorsque la densité de ressource disponible est trop faible et ne permet pas d’atteindre une taille minimale d’installation sans dépasser le rayon maximal de 7 km.

17.20.2 Illustration de la méthode

Etape 1 : définition unité type

On définit 2 cas-types sur ce département, avec une taille de l’ordre de 20 GWh pour le cas 1 et de l’ordre de 40 GWh pour le cas 2.

Production	unités type 1	unités type 2
GWh/an	20	40

Etape 2 :

On détermine le nombre d’unités type pour chaque canton. Ainsi le canton 1 peut recevoir une unité de type 1 et 3 de type 2, le canton 3 peut recevoir 2 de chaque type, et le canton 4 une unité de type 1.

Code Canton	Potentiel (GWh)	Nbre unités type 1	Nbre unités type 2
NN001	143	1	3
NN002	118	2	2
NN003	97	2	1
NN004	27	1	0

Etape 3 : positionnement

On positionne les unités types selon le nombre calculé pour chaque canton, et on vérifie que le territoire est bien couvert en totalité. La limite des 5 km pour les petites unités et de 7 pour les grosses unités est indicative, et les bassins d’approvisionnement ne sont évidemment pas nécessairement des cercles géométriques.

Dans l’exemple ci-dessous, on peut observer un canton à fort potentiel avec 1 grosse unité et 2 petites, et 2 cantons à moyen potentiel avec chacun 2 petites unités.

Figure 115 – Illustration du positionnement des unités



17.21 Éléments technico-économiques relatifs au réseau de gaz

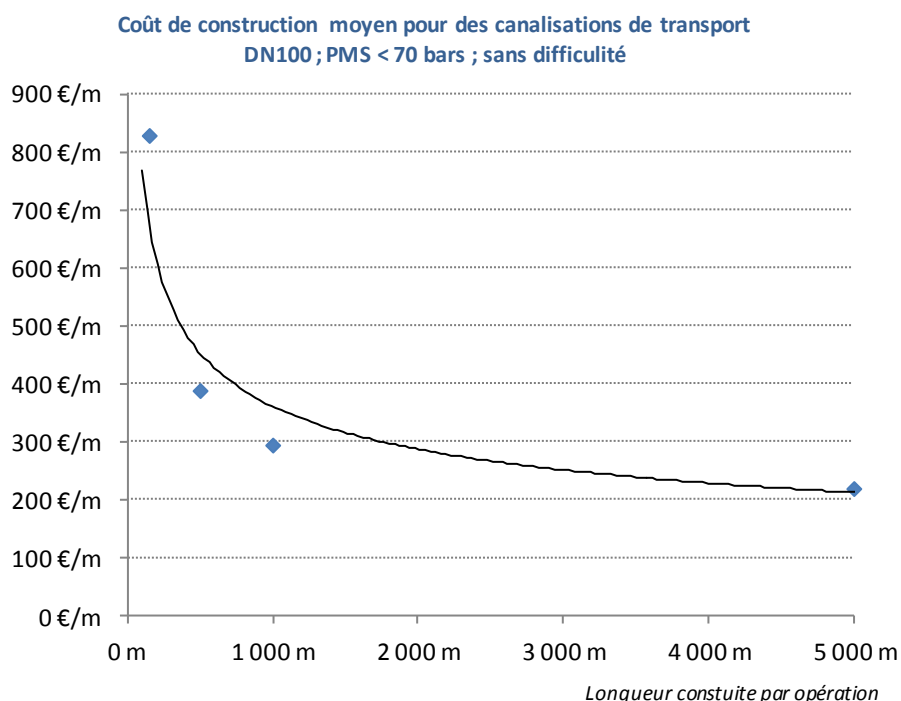
Les hypothèses technico-économiques relatives au réseau de gaz sont détaillées, élément par élément, dans la partie suivante.

Réseau de transport

Pour les canalisations devant donc permettre l'évacuation des productions locales, il a été pris pour hypothèse l'emploi de canalisations de transport de DN100 dans la gamme des pressions maximum de service inférieures à 70 bars.

Les coûts unitaires indicatifs de réalisation, en l'absence de singularité ou de difficulté justificatives d'engagements financiers supplémentaires, sont compris entre 200 €/m et 900 €/m.

Figure 116 : Coût de construction moyen pour des canalisations de transport. Source GRT Gaz



Injection portée

Les postes de dépense, depuis la sortie de l'unité de méthanisation jusqu'au poste d'injection sur le réseau (exclu) sont les suivants.

- Unité de polishing de CO₂, afin de diminuer le taux de CO₂ présent dans le biométhane pour prévenir la formation de cristaux de CO₂ lors de la liquéfaction. L'investissement est estimé à 100 k€.

- Unité de liquéfaction du biométhane. L'investissement a été interpolé par la formule suivante. Les frais d'exploitations ont été estimés à 65 k€/an.²⁴⁶

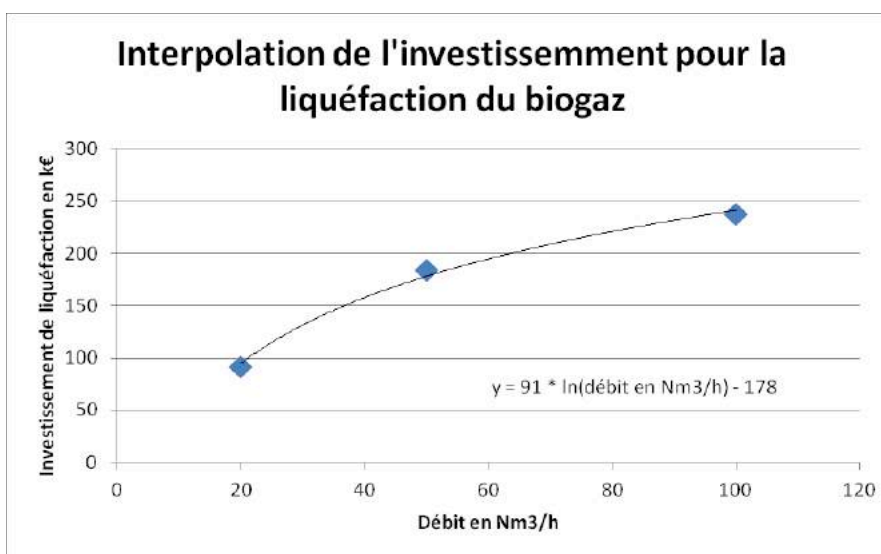


Figure 117 : Interpolation de l'investissement pour la liquéfaction du biogaz.

- Un analyseur de CO₂ afin de vérifier le taux de CO₂ avant la liquéfaction, évalué à 5 k€.
- Les cuves cryogéniques. Le besoin en cuves cryogéniques a été évalué à une cuve par tranche de 33 Nm³/h, pour un investissement de 100 k€ par cuve cryogénique.
- La prestation de transport, évaluée à 0,005 k€/km/Nm³/h de frais d'exploitation par an.
- Sur le site d'injection, un poste de réception et déconditionnement évalué à 250 k€ d'investissement et 20 k€/an de frais d'exploitations. Ce site peut être mutualisé entre plusieurs installations de production réalisant de l'injection portée.

La durée d'actualisation pour le calcul de LCOE est fixée à 20 ans, aux vues du caractère des installations (présence de machines tournantes notamment).

Compresseur

Les installations de compression, permettant d'augmenter la pression en sortie d'unité de production de biométhane jusqu'à la PMS du réseau dans lequel s'effectue l'injection, sont dimensionnées en fonction du débit maximal en sortie d'unité de production de biométhane.

Postes d'injection sur le réseau de transport et de distribution

L'injection sur le réseau de transport et de distribution nécessite la présence d'un poste d'injection en interface entre l'unité de production de biométhane et le réseau. Les

²⁴⁶ Ces coûts de liquéfaction sont assez bas par rapport aux installations existantes.

postes d'injection regroupent les fonctions d'odorisation, d'analyseur, de comptage ainsi qu'un système anti-retour.

Dans le cadre d'opération d'injection portée mutualisée, un unique poste d'injection sur le réseau peut être utilisé par toutes les unités de production participant à l'opération.



Figure 118 : Hypothèses de coût retenues dans la modélisation territoriale.

Paramètre	unités	CAPEX	OPEX	Taux d'actualisation	Durée d'actualisation (années)
Canalisations					
Canalisation Haute Pression	€/m	de 829 €/ml à 220€/ml	0	5,25%	50
Canalisation Moyenne Pression	€/m	101	0	5,25%	30
Installations de compression					
Rebours	M€	2,1	0,21	5,25%	30
Compresseur : injection depuis la sortie du méthaniseur (à 8 bars) vers le réseau de transport à 63 bars	k€	0,17 * débit maximal de biométhane + 143	10% du CAPEX	5,25%	30
Poste d'injection sur réseau de transport	k€	560	56	5,25%	20
Poste d'injection sur réseau de distribution	k€	260	26	5,25%	20
Gaz porté					
Coût pour le raccordement d'une unité, sans mutualisation, entre la sortie du méthaniseur et le poste d'injection sur le réseau (poste d'injection exclu)	k€	$91 * \ln(\text{débit en Nm}^3/\text{h}) - 73 + \text{Ent}(\text{débit en Nm}^3/\text{h} / 33) * 100 + 250$ 959 k€ pour un site de 200 Nm ³ /h à 30 km du point d'injection	$65 + 20 + 0,05 * \text{distance en km} * \text{débit en Nm}^3/\text{h} + 20$ 205 k€/an pour un site de 200 Nm ³ /h à 30 km du point d'injection	5,25%	20
Coût pour le raccordement d'une nouvelle unité mutualisée avec une unité existante, entre la sortie du méthaniseur et le poste d'injection sur le réseau (poste d'injection exclu)	k€	$91 * \ln(\text{débit en Nm}^3/\text{h}) - 73 + \text{Ent}(\text{débit en Nm}^3/\text{h} / 33) * 100$ 709 k€ pour un site de 200 Nm ³ /h à 30 km d'une autre unité	$65 + 20 + 0,05 * \text{distance en km} * \text{débit en Nm}^3/\text{h}$ 185 k€/an pour un site de 200 Nm ³ /h à 30 km d'une autre unité	5,25%	20



17.22 Calcul des coûts du réseau de distribution existant et du stockage

17.22.1 Coût du réseau de distribution

Les coûts du réseau de distribution de GRDF sont calculés à partir de l'ATRD 5.

M€ courants	2016	2017	2018	2019	Moyenne 2016/2019
Charges nettes d'exploitation (CNE)	1 418,1	1 422,0	1 410,2	1 409,1	1 414,9
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux	45,7	45,5	45,6	45,8	45,6
Impayés sur la part acheminement	42,8	43,3	43,6	44,0	43,4
Charges de capital normatives (CCN)	1 504,6	1 554,2	1 591,7	1 637,6	1572,0
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2014 + estimé 2015)	156,7	156,7	156,7	156,7	156,7
Revenu autorisé	3 168,0	3 221,8	3 247,8	3 293,2	3 232,7

Les impayés sur la part acheminement et l'apurement du CRCP sont retirés des montants considérés. Les Charges de Capital Normatives (CCN) contiennent des montants correspondant au déploiement de Gazpar, et qui sont donc des dépenses exceptionnelles. Cependant, sur la période précédente les dépenses concernant le déploiement de Gazpar représentent une valeur modérée de 140,3 M€.

M€ courants	Réalisé			Estimé	Prévisionnel (ATRD5)			
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Dépenses d'investissement	687,4	688,1	709,8	744,6	790,5	896,2	950,7	1 011,7
Réseaux								
<i>Développement du réseau</i>	193,9	207,3	229,9	200,6	235,4	261,0	273,9	266,0
<i>Déplacement et adaptation des ouvrages</i>	293,0	290,0	279,9	295,3	304,1	328,9	326,7	330,9
<i>Compteurs et postes de livraison clients</i>	66,4	58,9	55,4	67,0	61,4	50,9	44,9	47,1
Hors-réseaux								
<i>Logistique</i>	49,3	42,6	42,3	47,3	49,8	58,8	43,2	43,7
<i>Immobilisations incorporelles</i>	70,6	59,8	58,5	81,5	97,9	95,7	93,1	78,2
<i>Transition énergétique²⁴</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,8	0,5
Projet Gazpar								
<i>Gazpar</i>	14,3	29,6	43,9	52,8	41,4	101,0	168,1	245,4

Ces 140,3 M€ sont rémunérés par deux biais :

- une dotation aux amortissements, $140,3/10 = 14,3$ M€ (amortissement sur 10 ans de Gazpar)
- Un taux de rémunération sur la valeur nette de 5%, d'environ 1M€

Soit un total d'environ 15 M€. Étant donnée cette faible valeur, les CCN sont conservées telles quelles.

On obtient donc un coût du réseau de distribution pour GRDF de **2 968 M€**.



En ce qui concerne les ELD²⁴⁷, les données ont été relevées dans le projet d'ATRD 5, pour 2018.

ELD	Charges nettes d'exploitation	Incitation au développement	CCN	Total
Régaz	30661	845	27806	59312
GDS	19807	857	21870	42534
GEG	7280	39	3025	10344
Vialis	4369	205	4963	9537
Gedia	2719	76	2371	5166
Caléo	1310	41	1496	2847
Gaz de Barr	2605	68	2788	5461
Véolia Eau	1795	42	1138	2975
Sorégies	401	46	2530	2977
Total	70 947	2 219	67 987	141 153

On obtient un coût du réseau de distribution pour les ELD de **141 M€**.

Le coût total pour le réseau de distribution est donc de **3 109 M€**.

17.22.2 Coût du stockage

Les coûts du stockage ont été évalués par deux méthodes, la difficulté résidant dans leur caractère non régulé :

En se basant sur la structure de coût du MWh actuelle. Un usager moyen du TRV paye environ 5%²⁴⁸ de sa facture finale pour payer les installations de stockage, soit environ 2,2€/MWh. Pour une consommation de gaz annuelle de 300 TWh environ, on obtient un coût du stockage de 660 M€.

- En utilisant des OPEX normalisés. Le rapport CEDIGAZ (Underground Storage in The World – 2013 Survey) liste les coûts d'investissements et d'exploitation normalisés des installations de stockage, en fonction des volumes exploités et du type de stockage :
- Utiliser des OPEX normalisés, issus du rapport CEDIGAZ (Underground Storage in The World – 2013 Survey)

	Coûts d'investissements (Europe)	Coûts d'exploitation
Gisements déplétés	0,5 – 0,8 €/m ³	0,01 – 0,03 €/m ³
Aquifères	0,5 – 1,2 €/m ³	
Cavités salines	0,8 – 1,3 €/m ³	0,01 – 0,1 €/m ³

En utilisant des valeurs moyennées, on obtient une valeur de **610 M€**.

Les deux méthodes donnent des résultats équivalents, pour un ordre de grandeur retenu de **650 M€**.

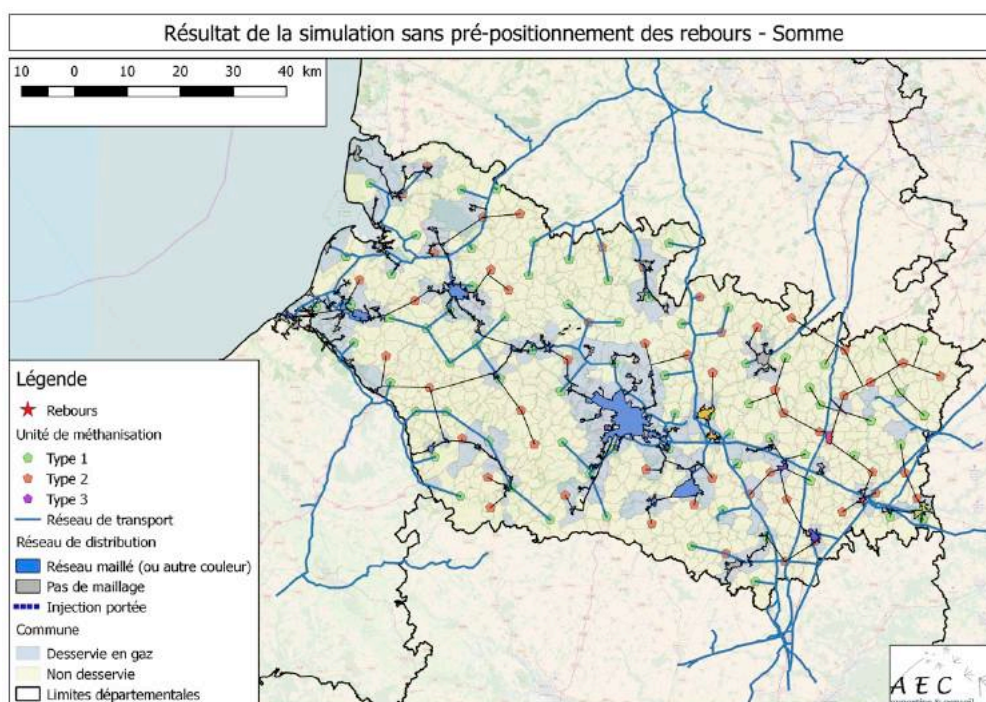
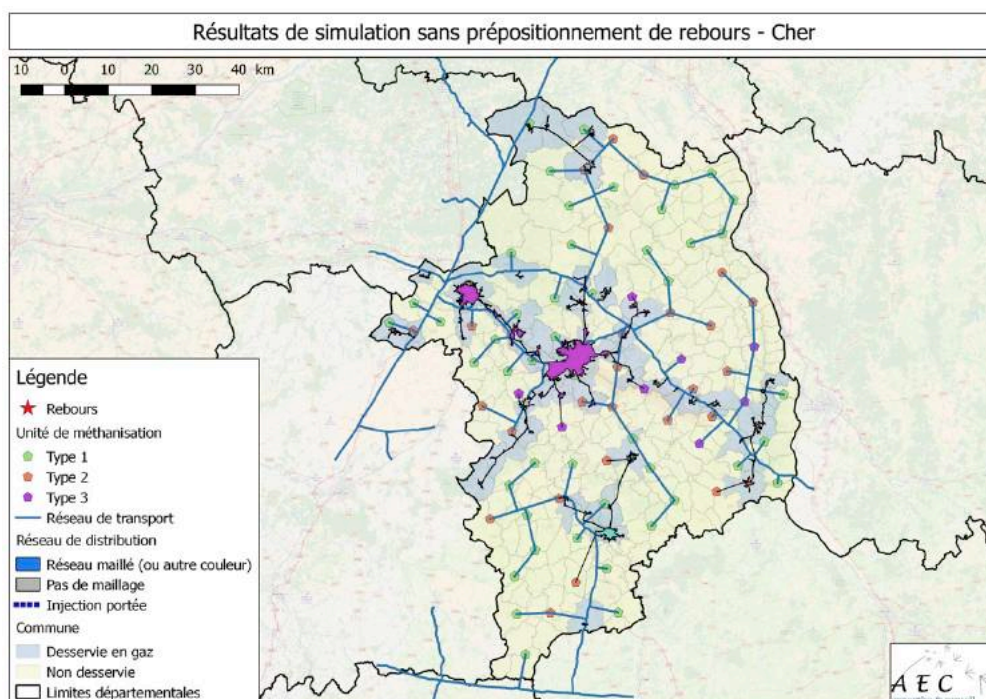
²⁴⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 novembre 2017 portant projet de décision sur les tarifs pé- réqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution

²⁴⁸ <http://www.cre.fr/marches/marche-de-detail/marche-du-gaz>

17.23 Résultat des études territoriales

Les résultats cartographiques des simulations territoriales sont visibles ci-dessous.

Figure 119 : Résultats de simulation - sans prépositionnement d'unité de rebours



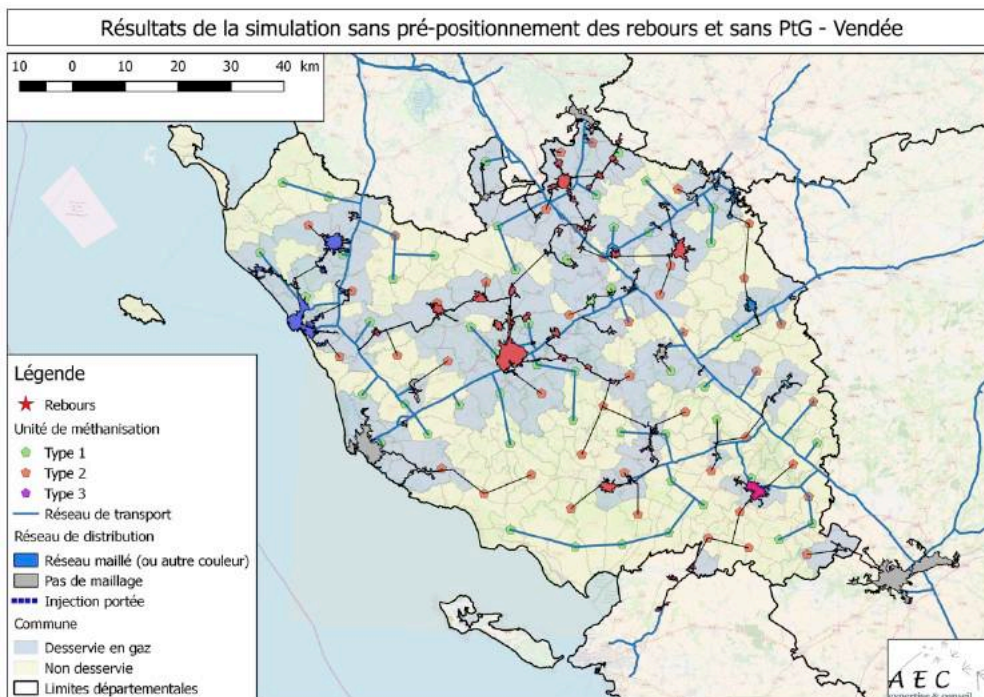
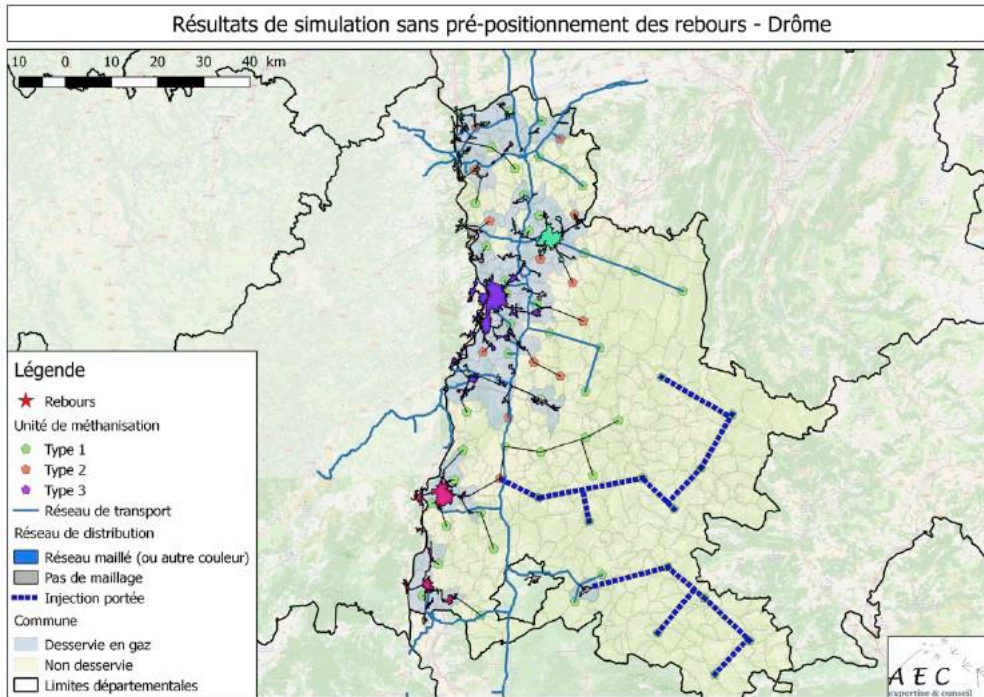
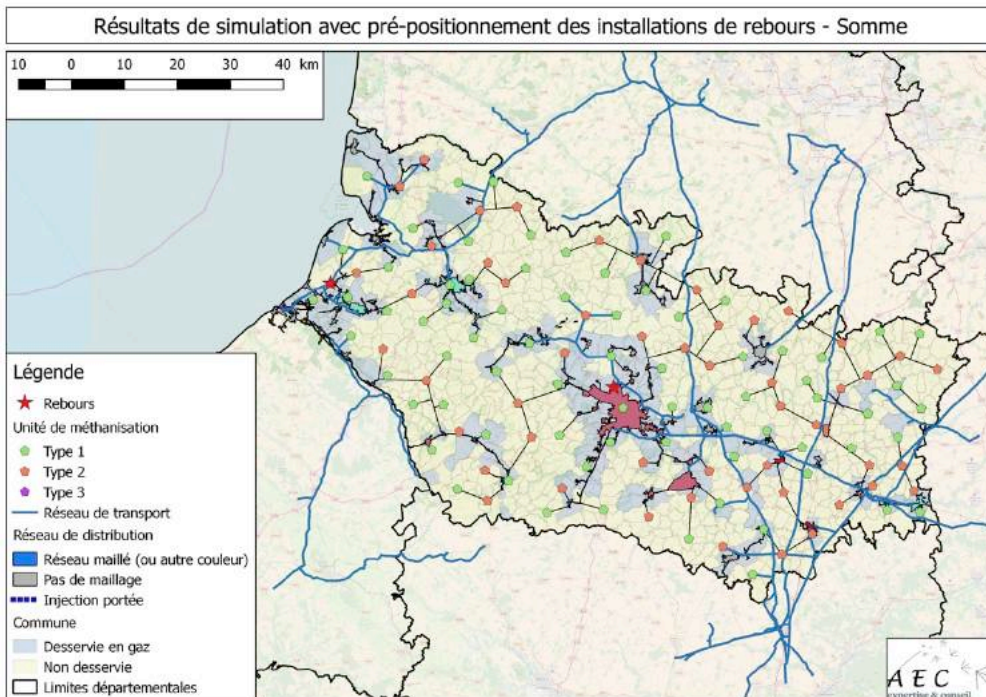
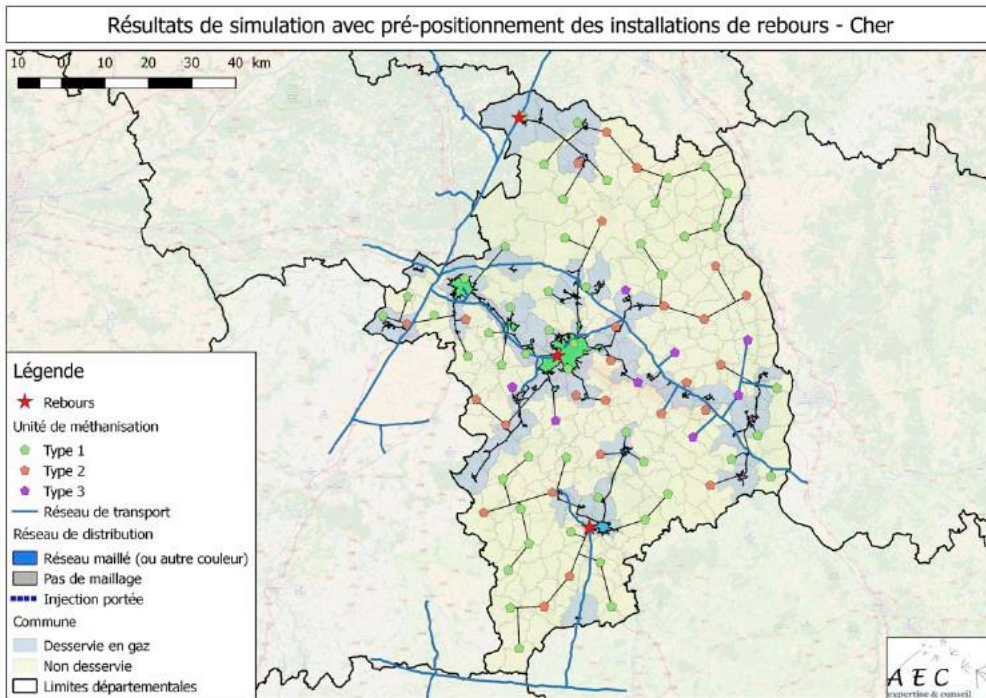
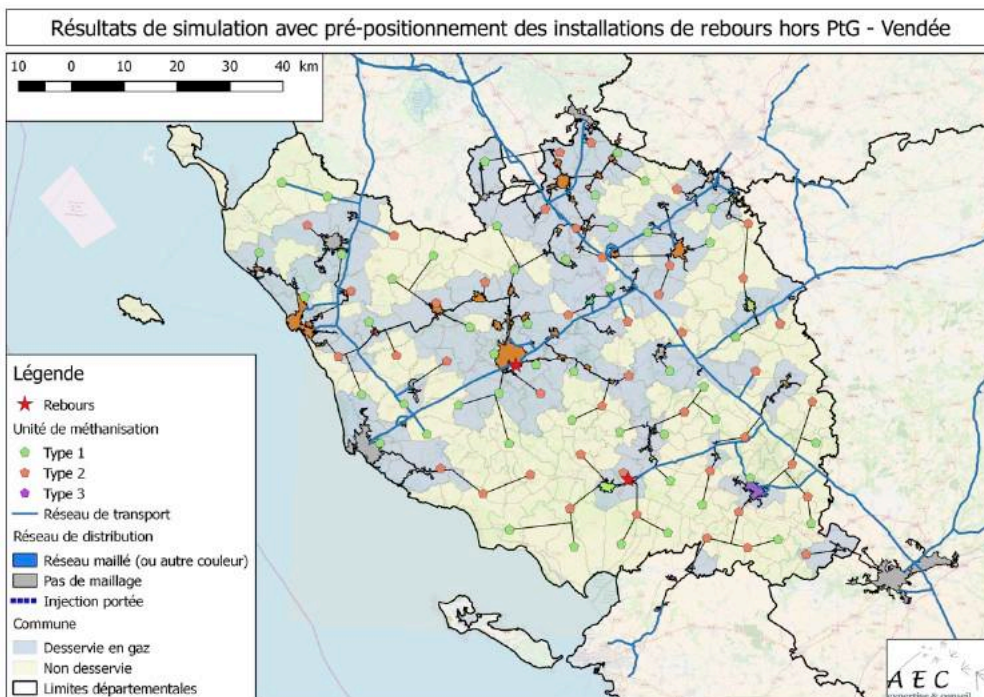
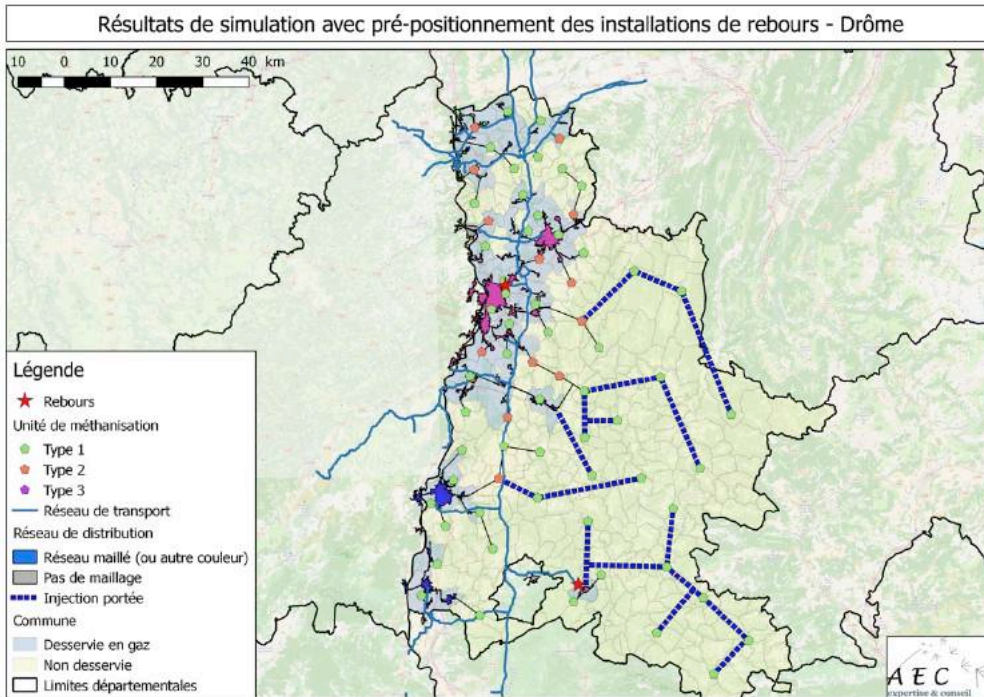


Figure 120 : Résultats de simulation avec pré-positionnement des rebours. Source AEC





17.24 Bilan économique des scénarios

Tableau 100 – Bilan des 4 scénarios (variante coût du PtG haut)

Scénario	Unités	100% EnR&R	100%EnR&R avec pyrogazéification haute	100%EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz	75%EnR&R
Variante coût power-to-gas		PtG haut	PtG haut	PtG haut	PtG haut
Demande	TWh_{PCS}	293	361	276	317
Demande - référence	TWh _{PCS}	286	286	286	286
+ réduction cogénération biogaz	TWh _{PCS}	5	5	5	5
+ réduction cogénération bois	TWh _{PCS}	0	71	0	0
- chaleur pyrogazéification	TWh _{PCS}	-5	-10	-3	-5
- chaleur power-to-gas	TWh _{PCS}	-10	-9	-15	-4
+ Production électrique (TAC)	TWh _{PCS}	26	28	10	46
- chaleur power-to-heat	TWh _{PCS}	-9	-9	-8	-11
Gaz injecté	TWh_{PCS}	293	361	276	317
ENRR	TWh_{PCS}	293	361	276	238
Méthanisation	TWh _{PCS}	128	128	100	128
Gazéification bois	TWh _{PCS}	65	138	31	67
Power-to-gas	TWh _{PCS}	90	85	135	34
Gazéification-CSR	TWh _{PCS}	9	9	9	9
H2-fatal	TWh _{PCS}	0	0	0	0
Gaz naturel	TWh_{PCS}	0	0	0	79
Taux d'énergie renouvelable ou de récupération (ENRR)	%	100%	100%	100%	75%
Coût annuel total	G€	38,7	45,7	42,1	35,3
Production de gaz	G€	32,0	38,7	35,6	28,6
Méthanisation	G€	8,8	8,8	6,8	8,8
Gazéification bois	G€	7,0	14,8	3,4	7,2
PtG	G€	15,8	14,7	25,1	5,5
Gazéification-CSR	G€	0,3	0,3	0,3	0,3
H2-fatal	G€	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel	G€	0,0	0,0	0,0	6,8
Réseau	G€	6,7	7,0	6,5	6,7
Raccordement + adaptation réseau de distribution + rebours	G€	1,0	1,2	0,8	0,9
Méthanisation + PtG associé	G€	0,7	0,7	0,4	0,7
Autres moyens de production	G€	0,3	0,5	0,4	0,2
Stockage	G€	0,5	0,7	0,5	0,6
Coûts réseau "historique"	G€	5,2	5,2	5,2	5,2
Coût moyen du gaz consommé	€/MWh	132	127	153	111
Gaz EnR&R	€/MWh	109	107	129	69
Gaz naturel	€/MWh	0	0	0	21
Raccordement et adpatation aux gaz En&R	€/MWh	4	3	3	3
Réseau historique + stockage	€/MWh	19	16	21	18



Tableau 101 – Bilan des 4 scénarios (variante coût du PtG bas)

Scénario	Unités	100% EnR&R	100%EnR&R avec pyrogazéification haute	100%EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz	75%EnR&R
Variante coût power-to-gas		PtG bas	PtG bas	PtG bas	PtG bas
Demande	TWh_{PCS}	293	361	276	317
Demande - référence	TWh _{PCS}	286	286	286	286
+ réduction cogénération biogaz	TWh _{PCS}	5	5	5	5
+ réduction cogénération bois	TWh _{PCS}	0	71	0	0
- chaleur pyrogazéification	TWh _{PCS}	-5	-10	-3	-5
- chaleur power-to-gas	TWh _{PCS}	-10	-9	-15	-4
+ Production électrique (TAC)	TWh _{PCS}	26	28	10	46
- chaleur power-to-heat	TWh _{PCS}	-9	-9	-8	-11
Gaz injecté	TWh_{PCS}	293	361	276	317
ENRR	TWh_{PCS}	293	361	276	238
Méthanisation	TWh _{PCS}	128	128	100	128
Gazéification bois	TWh _{PCS}	65	138	31	67
Power-to-gas	TWh _{PCS}	90	85	135	34
Gazéification-CSR	TWh _{PCS}	9	9	9	9
H2-fatal	TWh _{PCS}	0	0	0	0
Gaz naturel	TWh_{PCS}	0	0	0	79
Taux d'énergie renouvelable ou de récupération (ENRR)	%	100%	100%	100%	75%
Coût annuel total	G€	34,6	41,9	36,6	33,4
Production de gaz	G€	27,9	34,8	30,1	26,7
Méthanisation	G€	8,8	8,8	6,8	8,8
Gazéification bois	G€	7,0	14,8	3,4	7,2
PtG	G€	11,7	10,8	19,6	3,6
Gazéification-CSR	G€	0,3	0,3	0,3	0,3
H2-fatal	G€	0,0	0,0	0,0	0,0
Gaz naturel	G€	0,0	0,0	0,0	6,8
Réseau	G€	6,7	7,0	6,5	6,7
Raccordement + adaptation réseau de distribution + rebours	G€	1,0	1,2	0,8	0,9
Méthanisation + PtG associé	G€	0,7	0,7	0,4	0,7
Autres moyens de production	G€	0,3	0,5	0,4	0,2
Stockage	G€	0,5	0,7	0,5	0,6
Coûts réseau "historique"	G€	5,2	5,2	5,2	5,2
Coût moyen du gaz consommé	€/MWh	118	116	133	105
Gaz EnR&R	€/MWh	95	96	109	63
Gaz naturel	€/MWh	0	0	0	21
Raccordement et adaptation aux gaz EnR&R	€/MWh	4	3	3	3
Réseau historique + stockage	€/MWh	19	16	21	18



17.25 Bilan des émissions de CO₂ (équivalent) des scénarios

L'évaluation compare les émissions des différents scénarios à un scénario 100% gaz naturel pour alimenter la demande de référence (286 TWh), la demande pour la production d'électricité étant supposée alimentée par du power-to-gas renouvelable.

Le facteur d'émission des gaz EnR&R est considéré nul dans le cas de base. Une variante évalue l'impact de la prise en compte d'un facteur d'émission de 23,4gCO₂e/kWh_{PCS} (dernière évaluation de ACV réalisée par GRDF pour un mix de biométhane issu de biogaz en 2023²⁴⁹).

Figure 121 – 8.11 Bilan des émissions CO₂e des scénarios

		100% EnR&R	100%EnR& R avec pyrogazéi- fication haute	100%EnR& avec biomasse limitée pour usage gaz	75%EnR&R
Facteur d'émission gaz EnR&R	kgCO ₂ e/kWhPCS	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Facteur d'émission gaz naturel	kgCO ₂ e/kWhPCS	0,2190	0,2190	0,2190	0,2190
Emissions	MtCO ₂ e/a	0	0	0	17
Emissions 100% gaz Naturel	MtCO ₂ e/a	63	63	63	63
Emissions évitées	MtCO₂e/a	63	63	63	45
Variante avec prise en compte d'un facteur d'émission des gaz EnR&R					
Facteur d'émission gaz EnR&R	kgCO ₂ e/kWhPCS	0,0234	0,0234	0,0234	0,0234
Facteur d'émission gaz naturel	kgCO ₂ e/kWhPCS	0,2190	0,2190	0,2190	0,2190
Emissions	MtCO ₂ e/a	7	8	6	23
Emissions 100% gaz Naturel	MtCO ₂ e/a	64	64	64	64
Emissions évitées	MtCO₂e/a	57	55	57	41

²⁴⁹ voir détail sur : <http://www.bilans-ges.ademe.fr/fr/basecarbone/donnees-consulter/liste-element/categorie/462>



17.26 Description du système électrique associé à chaque scénario gaz

Les données descriptives sont évaluées par Solagro à partir des données détaillées des 3 variantes d'un système électrique 100%ENR optimisé modélisé dans l'étude ADEME/Artelys « Un mix électrique 100% ENR en 2050, quelles opportunités pour décarboner le système gaz et chaleur ? »²⁵⁰. Ainsi, ces trois variantes permettent de caractériser chaque paramètre du système électrique par une régression linéaire fonction de la quantité d'électricité valorisée en power-to-gas. Chaque système électrique adossé aux scénarios gaz est donc extrapolé sur la base des 3 scénarios de référence de l'étude (100€/t_{CO2} ; 300€/t_{CO2} ; 1000€/t_{CO2}) ADEME/Artelys.

Il faut néanmoins préciser que les scénarios gaz modélisés ici considèrent une réduction plus ou moins importante de la cogénération issue de biomasse (biogaz et bois)²⁵¹. La substitution de cette électricité initialement cogénérée n'est pas prise en compte (voir Tableau 31). Cette substitution peut avoir des impacts sur les besoins de stockage voire les écrêtages en particulier si la production d'électricité initialement cogénérée (production en base) est substituée par des productions fluctuantes (ex : éolien ou PV).

²⁵⁰ ADEME et Artelys, « Un mix électrique 100% ENR en 2050, quelles opportunités pour décarboner le système gaz et chaleur ? »

²⁵¹ Cette présente étude vise à l'explorer la faisabilité d'un réseau de gaz 100% renouvelable. L'équilibre entre les différents vecteurs pourra être étudié dans de prochaines études (voir limites de l'étude, dans la partie 14)



Tableau 102 – Système électrique associé à chaque scénario gaz

		100% EnR&R	100%EnR&R avec pyrogazéi- fication haute	100%EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz	75%EnR&R
Capacité de production installée	GW	246	241	289	191
dont capacité (Eolien+PV) installée	GW	219	214	262	165
Production d'électricité	TWh	609	601	677	523
Production ENRR	TWh	571	563	645	479
Stockage	TWh	37	38	32	44
TAC	TWh	11	11	4	19
STEP+CAES	TWh	27	27	28	25
Consommation	TWh	609	601	677	523
Consommation "traditionnelle"	TWh	423	423	423	423
Power-to-gas	TWh	136	128	204	51
STEP+CAES (stockage)	TWh	33	33	35	30
Power-to-heat	TWh	9	9	8	10
Ecrêtage	TWh	8	8	8	8
Turbine à combustion (TAC)					
Capacité installée	GW	12	13	8	17
Consommation de gaz pour TAC	TWhPCS	26	28	10	46
Power-to-gas					
Capacité électrolyseur installé	GW	38	36	54	17
Consommation électricité pour power-to-gas	TWh	136	128	204	51
Facteur de charge moyen	%	40%	40%	43%	36%
Power-to-heat					
Consommation d'électricité pour le power-to-heat	TWh	9	9	8	10
Chaleur substituée	TWh	20	20	17	22
Capacité de stockage STEP + CAES installée	GW	22	22	26	17



17.27 Evaluation du nombre d'unités de production

La méthodologie développée ne permet pas d'avoir une comptabilité du parc de production installé. Néanmoins une évaluation simplifiée est réalisée pour estimer l'ordre de grandeur, en se basant sur la méthode suivante :

- Evaluation de la répartition du parc de méthaniseurs sur la base de la répartition du parc sur les 4 départements d'étude
- Evaluation du parc de gazéification sur la base d'unité standard de 89 GWh_{PCS}/a (11,1 MW_{PCS}, @ 8000h/a)
- Evaluation du parc de Power-to-gas
 - Priorité aux unités associées aux méthaniseurs et gazéification
 - Complément si besoin avec des unités associé à du captage de CO₂ (30 MW_{PCS}, facteur de charge défini selon scénario et département)

Les résultats sont compilés dans le tableau suivant :

Tableau 103 – Evaluation du parc d'unités de production (nb unités)

	100% EnR&R	100%EnR&R avec pyrogazéification haute	100%EnR&R avec biomasse limitée pour usage gaz	75%EnR&R
Méthanisation	4500	4500	3500	4500
Gazéification	800	1700	500	900
Power-to-gas	3100	3300	2900	2300
Total	8400	9500	6900	7700



L'ADEME EN BREF

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Elle met ses capacités d'expertise et de conseil à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale. L'Agence aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, les économies de matières premières, la qualité de l'air, la lutte contre le bruit, la transition vers l'économie circulaire et la lutte contre le gaspillage alimentaire.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de la Transition Ecologique et Solidaire et du ministère de l'Enseignement Supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

LES COLLECTIONS DE L'ADEME



ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.



UN MIX DE GAZ 100 % RENOUVELABLE EN 2050 ?

L'ADEME contribue aux réflexions sur la stratégie volontariste de la France, notamment en explorant des trajectoires pour le futur énergétique français et publie régulièrement depuis 2013 des scénarios énergie-climat. La présente étude *Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ?*, conduite par l'ADEME en collaboration avec GRDF et GRTgaz, s'inscrit dans la continuité des travaux publiés en 2016 - 2017, et concerne la seconde énergie la plus consommée en France, le gaz. L'ADEME y a exploré les conditions de la faisabilité technico-économique d'un système gazier en 2050 basé à 100 % sur du gaz renouvelable.

Les travaux se sont appuyés sur le scénario énergétique ADEME 2035-2050 avec un niveau de demande finale en 2050 en gaz de réseau de l'ordre de 300 TWh contre 460 TWh aujourd'hui. Les résultats, fondés sur des analyses de sensibilités et divers scénarios de mix de production de gaz renouvelable, montrent qu'il existe un gisement potentiel théorique de gaz renouvelable pouvant répondre à une demande énergétique réduite en 2050 pour un coût global du gaz compris entre 116 et 153 €/MWh. Cela nécessitera des évolutions du système gazier et notamment de développer la complémentarité entre réseau gaz et réseau électrique. Ceci confirme que pour rendre notre système énergétique plus durable, il est nécessaire de renforcer les interactions entre les vecteurs énergétiques et d'optimiser leurs synergies et ce à différentes échelles de territoires.



www.ademe.fr

