EXPERTISES

MAI 2018

SCENARIOS D'ACTUALISATION DU MASTER PLAN POUR LA TROISIEME REVOLUTION INDUSTRIELLE EN HAUTS-DE-FRANCE

RAPPORT FINAL

ADEME
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

En partenariat avec :

CCI HAUTS DE FRANCE

Région Hauts-de-France

reu3

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

La préfecture et les services de l'État en région Hauts-de-France

REMERCIEMENTS

Les membres du comité de pilotage :

- Philippe VASSEUR, Mission REV3
- Hervé PIGNON, ADEME Hauts-de-France
- Didier COPIN, CCIR
- Virginie RENAULT, Conseil Régional
- Ertgren SHEHU, SGAR

Les 150 participants de la journée du 23 janvier 2018

Les contributeurs ADEME : Cédric Alvera, Florent Dupuis, Christophe Roger, François Boisleux, Yannick Paillet, Emmanuel Teys, Thomas Blais, Marie Tison, Agnès Jacques, Bruno Frimat, Hervé Pignon
Vincent Guénard, Valerie Webber-Haddad

CITATION DE CE RAPPORT

ADEME, Eric Vidalenc, ENERDATA, Nicolas Mairet, Laura Sudries, ENERGIES DEMAIN, Vincent Briand. 2018. Scénarios d'actualisation du Master Plan pour la Troisième Révolution Industrielle en Hauts-de-France. 118 pages.

Cet ouvrage est disponible en ligne www.ademe.fr/mediatheque
Et le site du cerdd http://www.cerdd.org/Parcours-thematiques/Ressources

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Ce document est diffusé par l'ADEME
20, avenue du Grésillé
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 17MAR000147

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par :
Enerdata et Energies Demain

Coordination technique - ADEME : VIDALENC Eric
Direction/Service : DR Hauts de France

Table des matières

Résumé 7
1. Contexte de l'étude 8
2. Méthodologie 8
2.1. Deux phases 8
2.2. Quels objectifs ? 9
2.3. Trois scénarios pour atteindre les ambitions du territoire 10
2.4. Sources d'information utilisées 11
3. Scénarisation de la demande énergétique régionale 13
3.1. Hypothèses macro-économiques 13
3.2. Industrie 14
3.2.1. Leviers de réduction de la demande 14
3.2.2. Résultats 14
3.2.3. Hypothèses détaillées 16
3.2.3.1. Sidérurgie 16
3.2.3.1.1. Situation actuelle régionale 16
3.2.3.1.2. Scénario autonomie faible 17
3.2.3.1.3. Scénario autonomie forte 18
3.2.3.1.4. Scénario optimisé 18
3.2.3.2. Branches industrielles (hors sidérurgie) 19
3.2.3.2.1. Situation actuelle 19
3.2.3.2.2. Scénario autonomie faible 20
3.2.3.2.3. Scénario autonomie forte 21
3.2.3.2.4. Scénario optimisé 21
3.3. Transport 22
3.3.1. Leviers de réduction de la demande 22
3.3.2. Résultats 22
3.3.3. Hypothèses détaillées 25
3.3.3.1. Situation actuelle 25
3.3.3.2. Scénario autonomie faible 25
3.3.3.2.1. Transport de passagers 25
3.3.3.2.2. Transport de marchandises 29
3.3.3.3. Scénario autonomie forte 32
3.3.3.4. Scénario optimisé 32
3.3.3.4.1. Transport de passagers 32
3.3.3.4.2. Marchandises 35
3.4. Bâtiments 36
3.4.1. Leviers de réduction de la demande 36
3.4.2. Résultats 36

3.4.3. Hypothèses détaillées ... 39
3.4.3.1. Situation actuelle ... 39
3.4.3.2. Scénario autonomie faible ... 40
3.4.3.2.1. Résidentiel ... 40
3.4.3.2.2. Tertiaire ... 43
3.4.3.3. Scénario autonomie forte ... 46
3.4.3.4. Scénario optimisé ... 46
3.4.3.4.1. Résidentiel ... 46
3.4.3.4.2. Tertiaire ... 47
3.5. Agriculture ... 49
3.5.1. Situation actuelle ... 49
3.5.2. Scénario autonomie faible ... 49
3.5.3. Scénario autonomie forte ... 49
3.5.4. Scénario optimisé ... 49
3.6. Résultats globaux ... 50
4. Scénarisation de l'offre énergétique régionale ... 52
4.1. Eolien terrestre ... 52
4.1.1. Synthèse des scénarios ... 53
4.1.2. Résultats ... 53
4.1.3. Hypothèses détaillées ... 54
4.1.3.1. Scénario autonomie faible ... 54
4.1.3.2. Scénario autonomie forte ... 55
4.1.3.3. Scénario optimisé ... 55
4.2. Eolien offshore ... 56
4.2.1. Synthèse des scénarios ... 56
4.2.2. Résultats ... 56
4.2.3. Hypothèses détaillées ... 57
4.2.3.1. Scénario autonomie faible ... 57
4.2.3.2. Scénario autonomie forte ... 57
4.2.3.3. Scénario optimisé ... 58
4.3. Autres énergies marines ... 59
4.3.1. Synthèse des scénarios ... 59
4.3.2. Résultats ... 59
4.3.3. Hypothèses détaillées ... 60
4.3.3.1. Scénario autonomie faible ... 60
4.3.3.2. Scénario autonomie forte ... 61
4.3.3.3. Scénario optimisé ... 61
4.4. Solaire Photovoltaïque - PV ... 62

4.4.1. Synthèse des scénarios 62
4.4.2. Résultats 62
4.4.3. Hypothèses détaillées 63
4.4.3.1. Scénario autonomie faible 63
4.4.3.2. Scénario autonomie forte 64
4.4.3.3. Scénario optimisé 64
4.5. Hydroélectricité 65
4.5.1. Synthèse des scénarios 65
4.5.2. Résultats 65
4.5.3. Hypothèses détaillées 65
4.6. Méthanisation 66
4.6.1. Synthèse des scénarios 66
4.6.2. Résultats 66
4.6.3. Hypothèses détaillées 66
4.7. Solaire thermique 68
4.7.1. Synthèse des scénarios 68
4.7.2. Résultats 68
4.7.3. Hypothèses détaillées 68
4.8. Bois énergie 69
4.8.1. Synthèse des scénarios 69
4.8.2. Résultats 69
4.8.3. Hypothèses détaillées 70
4.9. Géothermie sur réseau de chaleur 71
4.9.1. Synthèse des scénarios 71
4.9.2. Résultats 71
4.9.3. Hypothèses détaillées 72
4.10. Biocarburants 74
4.10.1. Synthèse des scénarios 74
4.10.2. Résultats 74
4.10.3. Hypothèses détaillées 74
4.11. Chaleur fatale 76
4.11.1. Synthèse des scénarios 76
4.11.2. Résultats 76
4.11.3. Hypothèses détaillées 77
4.12. Gaz sidérurgiques et gaz de mines 79
4.12.1. Synthèse des scénarios 79
4.12.2. Résultats 79
4.12.3. Hypothèses détaillées 80

4.12.3.1. Scénario autonomie faible et autonomie forte 80
4.12.3.2. Scénario optimisé 81
4.13. Bilan de la production renouvelable et fatale 82
5. Résultats globaux 84
5.1. Equilibre global entre l'offre et la demande d'énergie 84
5.1.1. Scénario autonomie faible 85
5.1.2. Scénario autonomie forte 88
5.1.3. Scénario optimisé 90
5.2. Comparaison par vecteur énergétique 92
5.2.1. Réseaux de chaleur 92
5.2.2. Electricité 92
5.2.3. Gaz 93
5.2.4. Combustibles solides 95
5.2.5. Carburants liquides 95
5.2.6. Chaleur directe 96
5.3. Stockage 97
5.3.1. Pilotage de la demande et stockage lié aux usages 99
5.3.2. Différents types de stockage 100
5.3.3. Stockage court terme 100
5.3.4. Stockage infra-hebdomadaire 101
5.3.5. Stockage inter-saisonnier 101
5.3.6. Bilan du dimensionnement 102
5.3.7. Limites de cette extrapolation régionale 104
5.4. Emissions de CO2 105
6. Conclusions 106
Références bibliographiques 109
Index des tableaux et figures 111
Glossaire et acronymes 114

Résumé

En 2013, la région Nord-Pas-de-Calais s'est dotée d'un Master Plan pour œuvrer à la déclinaison concrète de la « Troisième Révolution Industrielle » (TRI) au niveau de la région -aujourd'hui formalisée sous le nom de REV3-. Ce Master Plan visait à réduire de 60 % la consommation d'énergie finale à l'horizon 2050 et à couvrir 100 % de cette demander par des énergies renouvelables locales.

Pour poursuivre cette stratégie et l'amplifier, l'ADEME Hauts-de-France, en partenariat avec la Préfecture, la Mission REV3, le Conseil régional et la Chambre de Commerce et d'Industrie Régionale, a initié un travail de scénarisation afin d'« élargir » les ambitions du Master Plan à l'ensemble de la nouvelle région Hauts-de-France, intégrant donc l'ex-Picardie.

Trois scénarios sont proposés dans le cadre de cette étude : « Autonomie régionale faible », « Autonomie régionale forte », « Production optimisée et sobriété ». Tous les trois reposent sur les mêmes fondamentaux : sobriété, efficacité énergétique et énergies renouvelables, mobilisés à des degrés divers.

La TRI conduit au passage d'un système énergétique massivement centralisé, générateur de pertes et importateur d'énergie fossile à un système énergétique plus efficace, largement décentralisé et renouvelable.
L'ambition et les objectifs initiaux sont atteignables sous certaines conditions, notamment de :

- Favoriser les conditions d'un usage sobre de l'énergie (par exemple en travaillant sur l'organisation urbaine pour limiter les besoins de transport) ;
- Engager dès à présent les actions structurantes de maîtrise de la demande d'énergie, notamment dans le secteur du bâtiment ;
- Exploiter massivement l'ensemble des gisements d'énergie renouvelable.

Abstract

In 2013, the Nord-Pas-de-Calais region elaborated a Master Plan to implement concretely the "Third Industrial Revolution" (TRI) - now formalized under the name of REV3-. This Master Plan aimed to reduce by 60 % the final energy consumption by 2050 and to cover 100 % of this demand by local renewable energies.

To continue and amplify this strategy, ADEME Hauts-de-France, in partnership with the Prefecture, the REV3 Mission, the Regional Council and the Regional Chamber of Commerce and Industry, decided to provide new scenarios to extend the ambitions of the Master Plan to the new region Hauts-de-France.

Three scenarios are proposed in this study: "weak regional autonomy", "strong regional autonomy", "optimized production and energy sufficiency". All three are based on the same fundamentals: energy sufficiency, energy efficiency and renewable energies, used to varying degrees.

TRI leads to the transition from a massively centralized, waste-generating and fossil-based energy system to a largely decentralized, more efficient and renewable-based energy system.

Initial ambition and objectives can be achieved under certain conditions, including:

- Promote a sufficient use of energy (e.g. working on the urban organization to limit the needs of transport)
- Initiate now energy demand management actions, particularly in the building sector
- Massively exploit all renewable energies

1. Contexte de l'étude

Les ex-régions Nord-Pas-de-Calais et Picardie se sont activement engagées depuis plusieurs années dans une dynamique de transition énergétique, économique et sociale. Sur le plan énergétique, les deux régions ont adopté en 2012 leur schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), qui ont été accompagnés ou amendés par des documents complémentaires : SRADDT (Schéma régional d'aménagement du territoire), SRE (Schéma Régional Eolien), ou encore SRS (Schéma Régional Solaire).

En outre en 2013, la région Nord-Pas-de-Calais s'est dotée d'un Master Plan réalisé avec Jérémy Rifkin pour œuvrer à la déclinaison concrète de la « Troisième Révolution Industrielle » (TRI) au niveau de la région -aujourd'hui formalisée sous le nom de REV3-. Basée sur une approche systémique, cette dynamique est fondée sur un couplage des technologies de l'internet avec l'essor des énergies renouvelables et une efficacité énergétique accrue, afin de permettre l'émergence d'un nouveau modèle économique et de société, efficace énergétiquement et générateur d'activité et d'emplois.

Cette vision relativement iconoclaste il y a encore quelques années est en passe de devenir une vision aujourd'hui consensuelle. Ainsi, le WEC (Conseil Mondial de l'Energie qui regroupe les grands énergéticiens) parle désormais en 2018 de « grande transition » : décarbonisation, décentralisation et digitalisation. En France, la loi TECV a fixé l'objectif de développement massif des énergies renouvelables ainsi que la division par deux de la consommation d'énergie à l'horizon 2050.

Pour concrétiser cette stratégie à l'échelle de la nouvelle région Hauts-de-France, la Préfecture de la Région des Hauts-de-France, la Mission REV3, le Conseil régional, la Chambre de Commerce et d'Industrie Régionale et l'ADEME ont initié un travail de scénarisation et de modélisation afin d'« élargir » les ambitions du Master Plan à l'ensemble de la nouvelle région, en prenant en compte et mettant en cohérence à la fois les grandes orientations et objectifs du Master Plan du Nord-Pas-de-Calais et les objectifs des différents exercices de planification régionale des deux anciennes régions.

Toujours dans une logique de co-construction, outre les échanges avec ce comité de pilotage, ce rapport est le fruit d'un travail et d'échanges avec les parties prenantes régionales (entreprises, collectivités, associations, syndicats…) ayant participé et contribué, notamment lors de la journée de mise en débat des hypothèses le 23 janvier 2018 à Lille.

2. Méthodologie

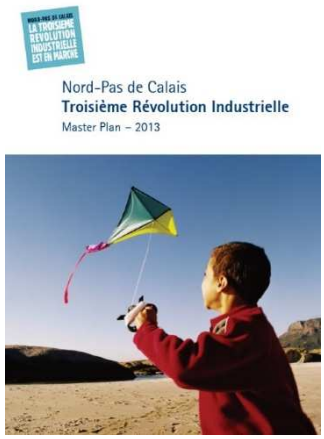
2.1. Deux phases

L'étude a été organisée autour de deux phases. Tout d'abord les hypothèses du Master Plan du Nord-Pas-de-Calais et des schémas régionaux ont été reprises pour esquisser une trajectoire actualisée à l'échelle de la grande région (Phase 1). Ensuite, des hypothèses technologiques affinées ont été proposées et une approche plus transversale des filières a été adoptée (Phase 2).

Suite à ce travail, le 23 janvier 2018, une journée de partage des résultats provisoires basés sur ces hypothèses a été organisée réunissant plus de 150 participants acteurs de la transition énergétique et de la Troisième Révolution Industrielle en région. Les résultats présentés dans ce rapport sont l'aboutissement de ces deux phases de travail et de cette co-construction.

2.2. Quels objectifs ?

Le master plan initié par Jérémy Rifkin décrit tout un ensemble d'orientations en s'appuyant sur les piliers de la Troisième Révolution Industrielle : les énergies renouvelables, les bâtiments producteurs d'énergie, le stockage, l'Internet de l'énergie et les transports électriques rechargeables et à pile à combustible, auxquels viennent s'ajouter deux piliers transverses, l'économie de la fonctionnalité et l'économie circulaire, et un socle, l'efficacité énergétique. Le Master Plan comprenait deux objectifs chiffrés relatifs à l'énergie :



- Une réduction de 60 % de la consommation d'énergie finale en 2050 par rapport à 2005 ;
- Une couverture des besoins énergétiques à 100 % par des énergies renouvelables « locales ».

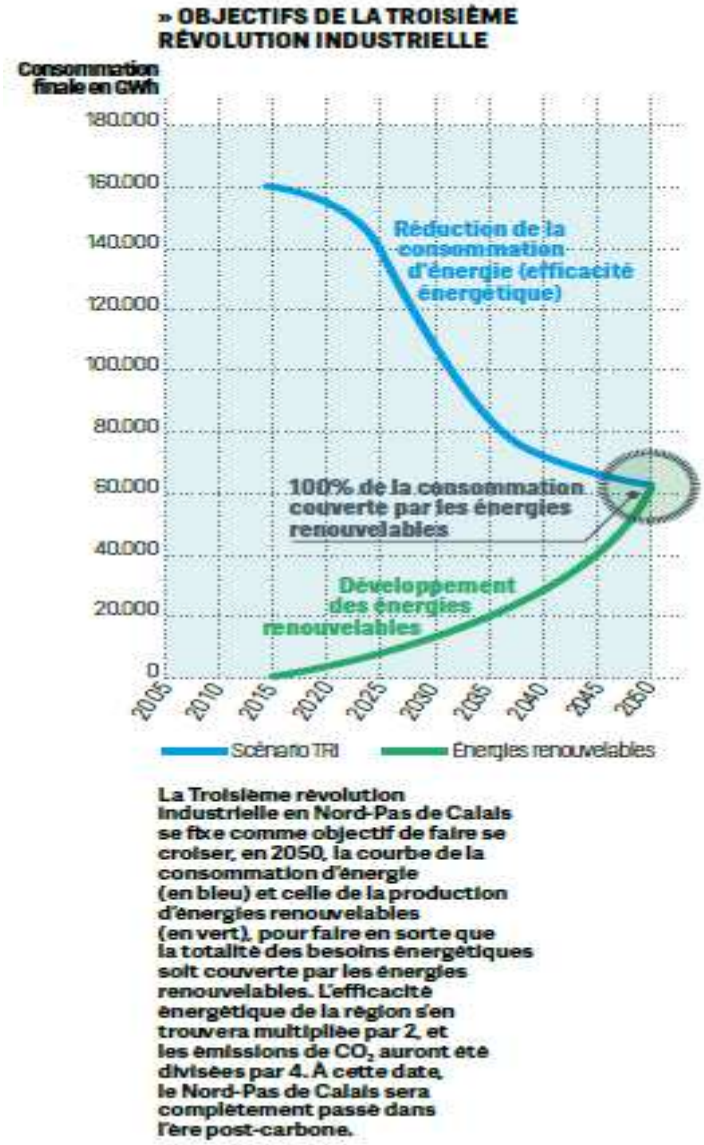


Figure 1 : Objectifs de la TRI dans le Master Plan du Nord-Pas-de-Calais

Dans un premier temps, et sans a priori concernant la répartition sectorielle et les modalités de mise en œuvre, ces objectifs ont été étendus à l'ensemble des Hauts-de-France afin de définir les objectifs auxquels devra conduire la nouvelle proposition de scénario pour la troisième révolution industrielle en Hauts-de-France. Ce nouvel exercice de scénarisation est aussi l'occasion de mettre en regard les nouveaux objectifs avec l'évolution des consommations et productions d'énergie observée depuis 5 ans et l'élaboration du Master Plan.

L'application des objectifs du Master Plan à la nouvelle région des Hauts-de-France implique d'atteindre un niveau de consommation finale d'énergie de 82 000 GWh en 2050, volume d'énergie qui devrait être couvert à 100 % par des sources d'origine renouvelable**. Par rapport à 2014, il s'agit donc de diviser par 2,5 la consommation d'énergie de la région, et dans le même temps de multiplier par 5 la production d'énergie d'origine renouvelable.**

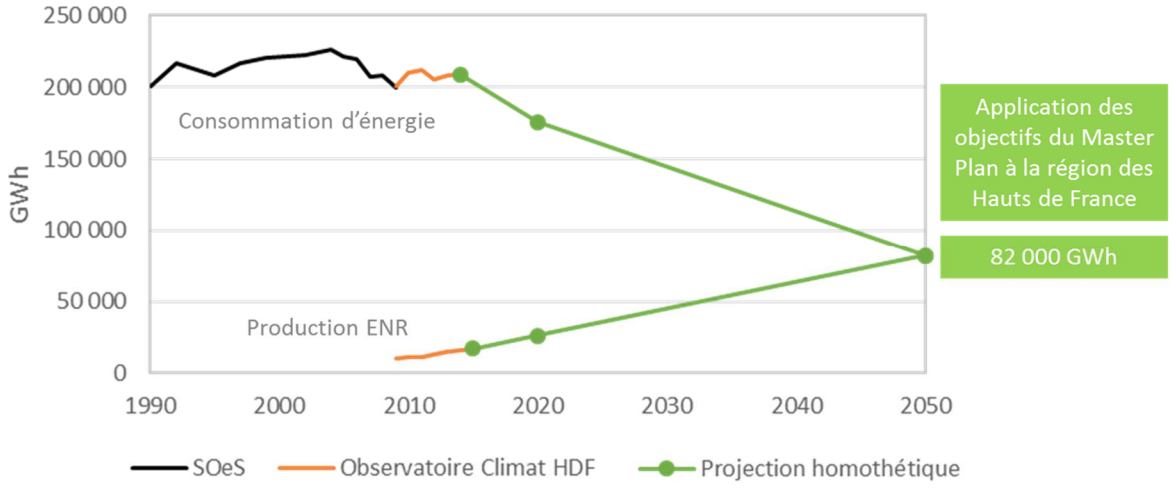


Figure 2 : Projection homothétique des ambitions de la REV3

Les premières dynamiques enclenchées depuis la réalisation du Master Plan en 2012, et la projection homothétique des ambitions TRI, permettent d'observer deux tendances différentes :

- Depuis 2007 et exception faite de l'année 2009 marquée par la crise économique, la consommation d'énergie finale de la région est restée relativement stable autour de 208 000 GWh alors que l'objectif de 82 000 GWh en 2050 aurait supposé une baisse de 2 % par an de la consommation d'énergie sur la période 2005-2050. Cela signifie qu'en matière d'efficacité et de sobriété énergétique, un retard s'est accumulé par rapport à l'objectif régional. Réaliser l'ambition de long terme nécessite donc maintenant un engagement rapide et plus intense de diminution des consommations d'énergie.
- En revanche, en matière de développement des énergies renouvelables, la tendance amorcée ces dernières années s'inscrit pleinement dans la dynamique nécessaire à l'atteinte de l'objectif régional à l'horizon 2050, si la consommation est ramenée à un niveau de l'ordre de 80 ou 90 TWh.

2.3. Trois scénarios pour atteindre les ambitions du territoire

Plusieurs scénarios permettent de tendre vers l'objectif de couverture des besoins énergétiques du territoire régional par des énergies renouvelables. Il ne s'agit désormais plus de débattre et discuter des objectifs et de leur ordre de grandeur, mais des moyens et leviers à mettre en œuvre. Dans un contexte marqué par une diversité d'options technologiques à long terme, des mesures à court et moyen terme apparaissent toutefois incontournables pour se mettre en cohérence avec les trajectoires projetées. Pour dépasser les blocages constatés et pérenniser les dynamiques enclenchées, ce sont ces mesures incontournables qu'il s'agit d'identifier et de rendre consensuelles et partagées par l'ensemble des acteurs (économiques, institutionnels, associatifs) du territoire.

De manière simplifiée, la TRI réside dans le passage d'un système massivement centralisé et importateur d'énergie fossile à un système énergétique décentralisé et décarboné. Trois scénarios sont proposés dans ce travail selon la lecture que l'on peut faire de l'ambition d' « autonomie énergétique ». Le degré d'autonomie énergétique régional est défini par le taux de couverture annuelle des besoins par des énergies renouvelables et fatales locales, le bouclage offre/demande étant assuré par les réseaux nationaux (sans précision ici sur leurs approvisionnements).

La vision d'autonomie portée dans la TRI/REV3 n'est pas une vision de déconnexion des systèmes et réseaux énergétiques mais plutôt une vision de subsidiarité énergétique[1], où le potentiel d'efficacité et d'économies d'énergie est considéré, puis les ressources renouvelables décentralisés mobilisées, et enfin l'approvisionnement exogène considéré en cas de besoin. En somme, tout ce qui peut être entrepris et valorisé en termes énergétiques est fait localement, au plus près des gisements (de production ou d'économies d'énergie).

Les trois scénarios sont :
1/ Scénario « autonomie régionale faible », les grands équipements ou installations industrielles - aciéries et métallurgie[2]– qui s'inscrivent dans des systèmes économiques largement mondialisés et dont les évolutions sont d'abord issues de logiques nationales, voire internationales, ne sont pas pris en compte dans le calcul du degré d'autonomie énergétique de la région.
2/ Scénario « autonomie régionale forte » : les grands consommateurs sont réintégrés dans le périmètre de calcul de l'indicateur d'autonomie énergétique et l'on s'efforce de couvrir l'ensemble des besoins énergétiques régionaux en mobilisant l'ensemble des potentiels ENR possibles. Mais il n'y a pas d'hypothèses supplémentaires sur le volet demande.
3/ Scénario régional « production optimisée et sobriété » : les gisements ENR sont plus largement mobilisés que dans le scénario 1, mais l'on tente aussi de réduire encore la consommation pour atteindre une couverture complète des consommations régionales par une production renouvelable locale.

Ainsi, même avec des périmètres sensiblement différents, l'intérêt de proposer trois scénarios, tendant vers une couverture massive des besoins régionaux par des énergies renouvelables est important pour montrer plusieurs cheminements pour atteindre ou s'approcher d'un but très ambitieux à terme ; et surtout pour mettre en avant à court terme les incontournables pour chacun.

2.4. Sources d'information utilisées

Les outils de modélisation d'Enerdata et d'Energies Demain utilisés pour le travail de scénarisation ont été alimentés par différents types de données.

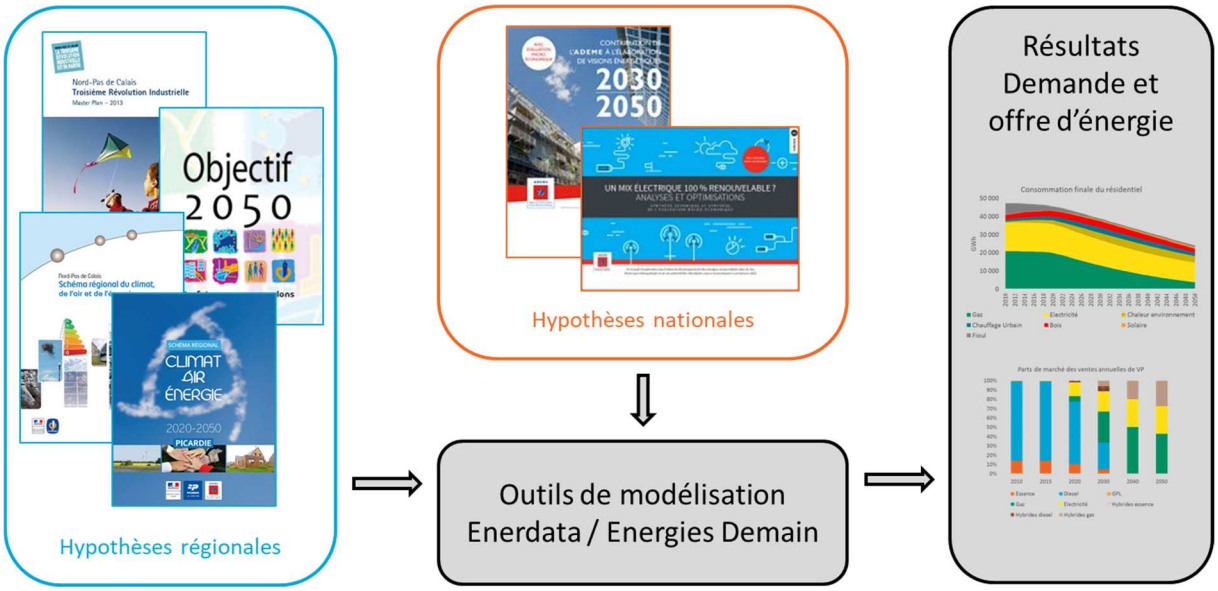
Les exercices de planification régionale existants constituent le socle des scénarios proposés dans le cadre de cette étude. Pour le Nord-Pas-de-Calais, trois documents ont été utilisés. Le Master Plan de la Troisième Révolution Industrielle (2013) de l'ex-région Nord-Pas-de-Calais reprenait les objectifs à 2050 du SRADDT (2012) qui lui-même étendait les ambitions qui avaient été définies à 2020 dans le SRCAE (2012). Pour la Picardie, des hypothèses issues du SRCAE (2012) dont les objectifs portent sur les années 2020 et 2050 ont été utilisées. Enfin, des premiers éléments quantitatifs issus du SRADDET Hauts-de-France, en cours d'élaboration au moment du travail, ont pu être considérés ou encore des études sectorielles spécifiques comme sur les énergies marines.

Lorsque les informations d'origine régionale étaient insuffisantes ou absentes, elles ont été complétées par des études nationales, telles que les Visions ADEME (2017).

Les informations issues de ces documents ont été complétées par différentes sources afin de tenir compte de révisions de certains potentiels d'énergies renouvelables ou afin de revoir certaines ambitions. Parmi les documents utilisés figurent les Visions ADEME (2017), l'étude « Un mix électrique 100 % renouvelable ? » de l'ADEME (2015), l'étude « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? »

[1] Gerard Magnin, La transition énergétique pour quelle société ?, 2013 https://halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-00827346/document
[2] Arcelor Mittal, Glencore, Rio Tinto, par exemple

de l'ADEME (2018) ou les scénarios de Virage Energie (2015). D'autres études, à caractère sectoriel, ont également été utilisées et sont citées plus avant dans le rapport.



Enfin, les scénarios proposés tiennent compte des éléments fournis par les acteurs régionaux : associations, fédérations, industriels, collectivités, énergéticiens, etc. Leurs apports ont pu être recueillis notamment lors de la journée de co-construction qui s'est tenue dans les locaux de la CCIR à Lille le 23 janvier 2018. Au cours de cette journée, une première version des scénarios a été présentée et des ateliers sectoriels ont ensuite permis de récolter les avis des participants. Le recueil des retours s'est fait sur plus d'un mois ensuite pour permettre à tous de contribuer sur ces premiers résultats.

3. Scénarisation de la demande énergétique régionale

Les résultats de la scénarisation de la demande d'énergie à l'échelle des Hauts-de-France sont détaillés ci-après : en premier lieu sont présentées les hypothèses macro-économiques communes aux trois scénarios ; viennent ensuite les détails par secteur. Pour chaque secteur, un tableau synthétique résume les principaux leviers de réduction de la demande, puis les résultats globaux des trois scénarios sont présentés. Les hypothèses précises sont finalement détaillées pour chaque scénario.

3.1. Hypothèses macro-économiques

Les hypothèses macro-économiques constituent le cadre commun dans lequel s'insèrent les trois scénarios.

Sur le plan démographique, les projections de l'INSEE font état d'une dynamique modérée dans les Hauts-de-France : la population régionale est supposée croître au rythme de 0,1 % par an contre 0,3 % par an au niveau national. La région des Hauts-de-France devrait ainsi compter 6,2 millions d'habitants à l'horizon 2050, contre 6 en 2015.

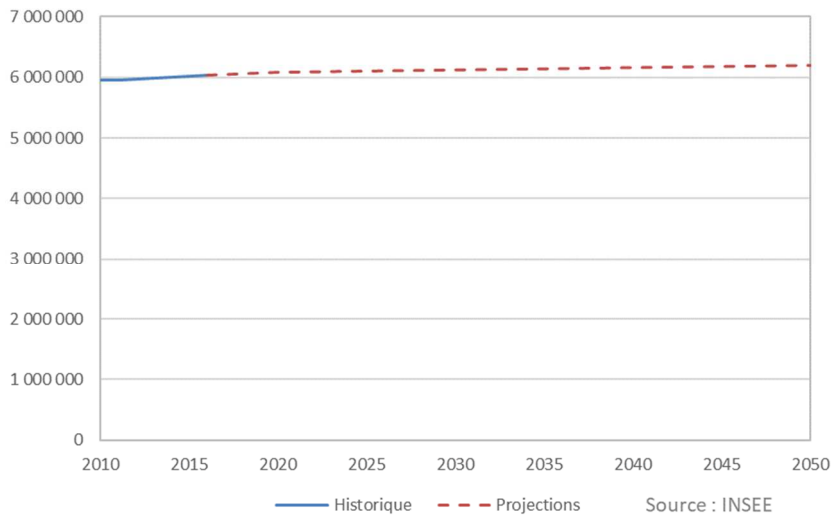


Figure 3 : Evolution de la population des Hauts-de-France

Sur le plan économique, les scénarios reposent sur une hypothèse de croissance du produit intérieur brut (PIB) régional de 0,8 % par an, hypothèse identique à celle retenue initialement dans le SRADDT Nord-Pas-de-Calais.

	2010	2015	2020	2030	2040	2050
PIB des Hauts-de-France (M€2010)	145 000	150 000	156 000	169 000	183 000	198 000
Taux de Croissance Annuel Moyen (TCAM) du PIB par période		0.6 %	0.8 %	0.8 %	0.8 %	0.8 %

Tableau 1 : Hypothèses d'évolution du PIB

Bien que les Hauts-de-France soient caractérisés par la place importante qu'occupe l'industrie, la région a connu, comme toutes les régions françaises, un phénomène de tertiarisation de son économie, si bien que le secteur des services représente les trois quarts de la valeur ajoutée créée sur le territoire en 2015. En projection, ce phénomène est supposé se poursuivre, conformément aux hypothèses des Visions ADEME.

Parts des VA	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Agriculture	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %
Industrie	17 %	17 %	17 %	16 %	15 %	15 %
Services	74 %	75 %	74 %	75 %	77 %	77 %
Construction	6 %	6 %	7 %	7 %	6 %	6 %

Tableau 2 : Hypothèses d'évolution de la structure du PIB

3.2. Industrie

3.2.1. Leviers de réduction de la demande

Autonomie Faible	Autonomie forte	Optimisé
Limitation des besoins		
Augmentation du recyclage de l'acier : 20 % d'acier électrique en 2020 puis constant	Augmentation du recyclage de l'acier : 20 % d'acier électrique en 2020 puis constant	Augmentation du recyclage de l'acier : 24 % d'acier électrique en 2050
Amélioration de l'efficacité énergétique		
Progrès technologiques dans toutes les industries		
Optimisation énergétique grâce aux outils numériques		
Changement du mix énergétique		
Substitution du charbon et du fioul par le gaz et le solaire thermique (hors sidérurgie)		

3.2.2. Résultats

La consommation d'énergie finale du scénario autonomie faible est réduite de 40 % en 2050 par rapport à 2010, atteignant environ 57 TWh. Le charbon, notamment le coke de charbon utilisé dans la sidérurgie, garde une place prépondérante (35 % en 2050).

L'augmentation du recyclage de l'acier (levier sobriété) contribue à hauteur de 8 % à la réduction de la demande entre 2010 et 2050.

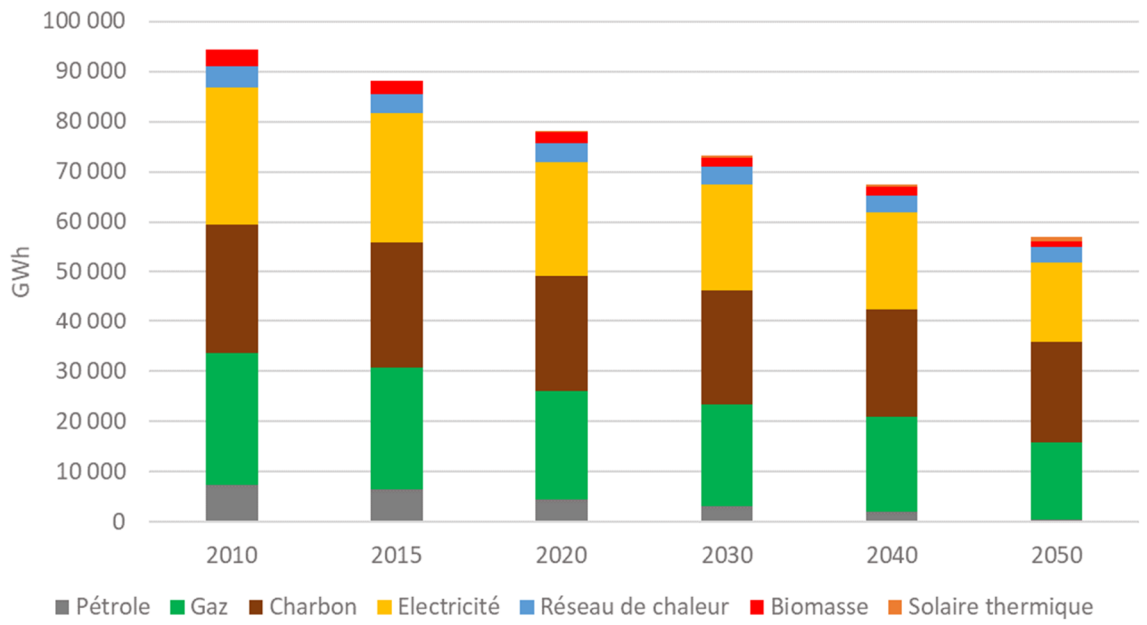


Figure 4 : Consommation d'énergie finale de l'industrie selon le scénario autonomie faible

Malgré les efforts d'efficacité énergétique dans la sidérurgie, le niveau de production étant en légère augmentation et les besoins de charbon pour la production d'acier primaire non substitués, la demande finale de la sidérurgie garde une part importante dans la consommation totale industrielle : elle passe de 36 % en 2010 à 49 % en 2050.

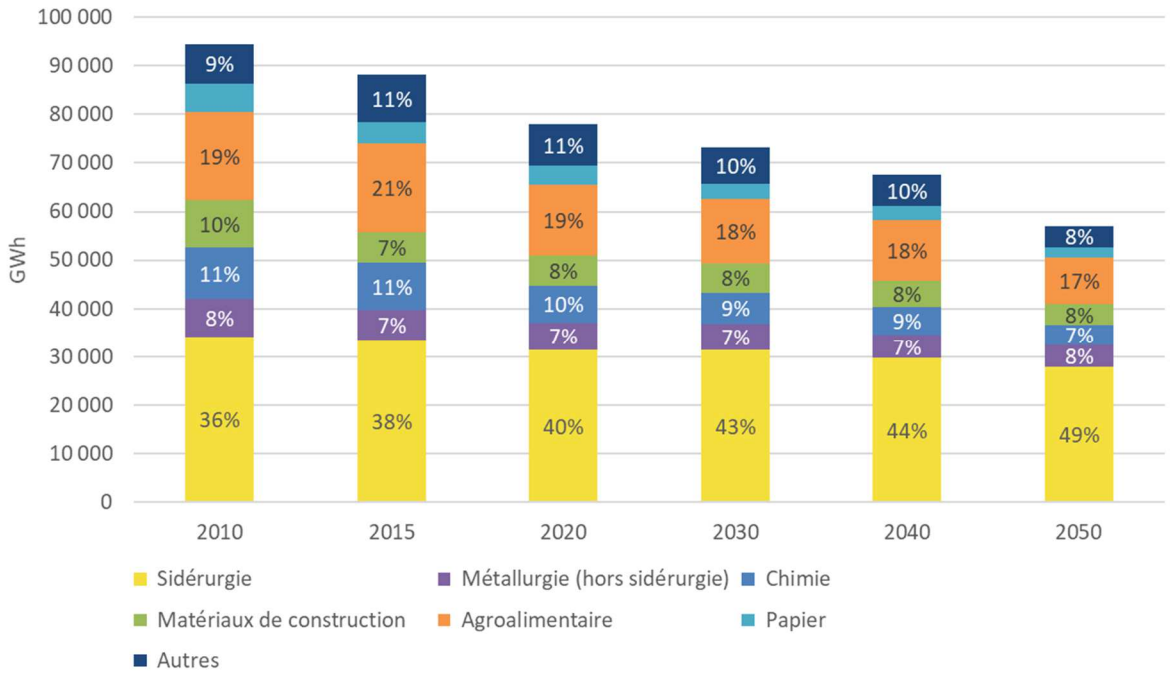


Figure 5 : Consommation d'énergie finale de l'industrie par branche selon le scénario autonomie faible

Les résultats sont identiques pour le scénario autonomie forte ; pour le scénario optimisé, l'augmentation du recyclage de l'acier permet une réduction de 2 % de la demande énergétique industrielle par rapport au scénario autonomie faible en 2050 (la demande atteint ainsi 56 TWh en 2050). Dans le scénario optimisé, l'augmentation du recyclage de l'acier (levier sobriété) contribue à hauteur de 11 % à la réduction de la demande d'énergie de l'industrie entre 2010 et 2050.

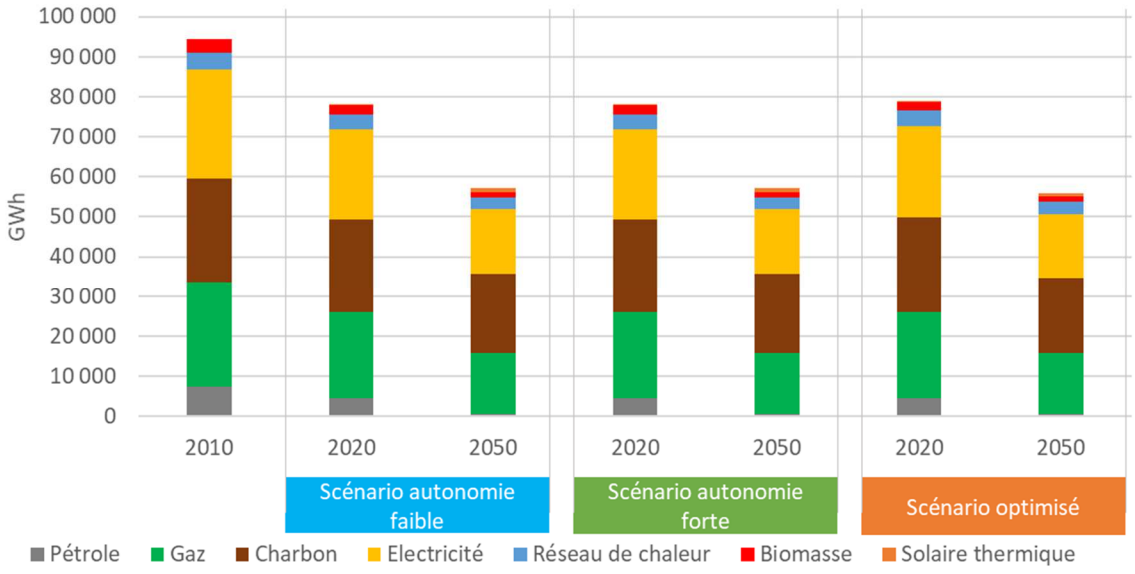


Figure 6 : Consommation d'énergie finale de l'industrie selon les trois scénarios

3.2.3. Hypothèses détaillées

3.2.3.1. Sidérurgie

3.2.3.1.1. Situation actuelle régionale

La sidérurgie représente une place importante dans le tissu industriel régional. Il s'agit de la première région sidérurgique française : les Hauts-de-France emploient plus d'un tiers des effectifs nationaux de la branche[3]. La sidérurgie est par ailleurs une industrie grande consommatrice d'énergie (IGCE), ce qui lui confère une place toute particulière dans le bilan énergétique de la région.

Ainsi, en 2015, la sidérurgie représentait 39 % de la consommation finale d'énergie de l'industrie, dont 69 % correspond au coke de charbon consommé dans les hauts fourneaux.

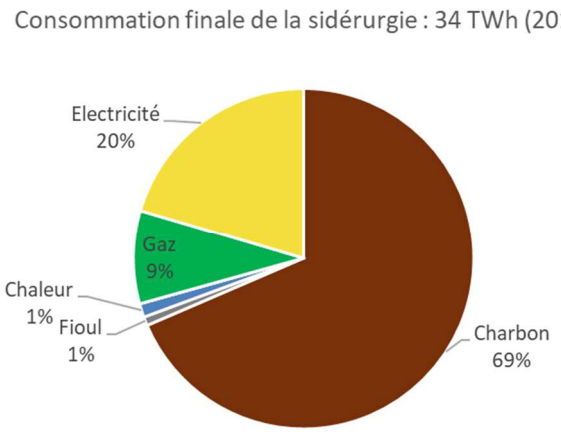


Figure 7 : Estimation de la répartition de la consommation d'énergie finale de la sidérurgie par énergie (2015)

[3] CCI Région Nord de France

Les sites de production régionaux actuellement en service sont ceux de Arcelor Mittal à Dunkerque et celui de Glencore à Grande Synthe. La production annuelle d'acier atteignait 6,6 Mt en 2014 selon la CCI régionale et 7,0 Mt en 2017 (6,9 Mt sur le site de Dunkerque selon Arcelor Mittal et 0,14 Mt par les fours électriques de Grande Synthe[4]). D'après les chiffres de la Fédération Française de l'Acier et des experts[5], environ 16 % de cette production est issue de fours électriques, le reste étant produit à partir des hauts fourneaux.

3.2.3.1.2. Scénario autonomie faible

- Production sidérurgique

Suite aux échanges avec les experts du secteur, les capacités de production sidérurgique devraient atteindre 7,3 Mt en 2030. Les niveaux de production sont ensuite supposés constants jusqu'en 2050.

Les experts prévoient par ailleurs une augmentation du recyclage de l'acier d'ici 2020 : la part de l'acier produit par des fours électriques dans la production totale atteindrait 20 % en 2020, part qui est maintenue constante jusqu'en 2050.

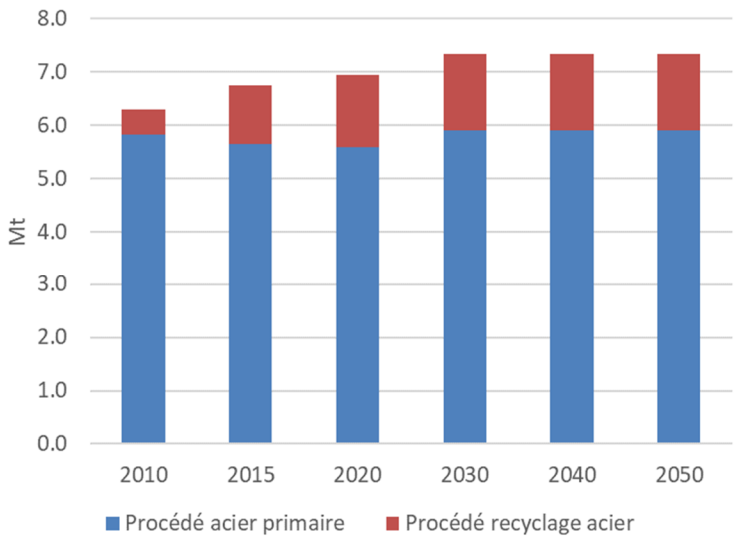


Figure 8 : Niveau de production d'acier par procédé dans le scénario autonomie faible

- Efficacité énergétique

Selon les prévisions d'Arcelor Mittal, le projet d'efficacité énergétique déployé à Dunkerque depuis 2015 devrait permettre un gain de 5 % dès 2020. Après 2020, les tendances d'efficacité énergétique retenues sont celles du SRCAE Nord-Pas-de-Calais, à savoir 20 % d'amélioration de l'efficacité énergétique d'ici 2050 pour le procédé de production d'acier primaire et 40 % pour le procédé de recyclage de l'acier.

[4] http://www.acier.org/sites-de-productions/sites-francais.html
[5] En comptabilisant le site de Glencore (acier produit à partir de fours électriques) et une part de 15 % pour la production d'Arcelor Mittal.

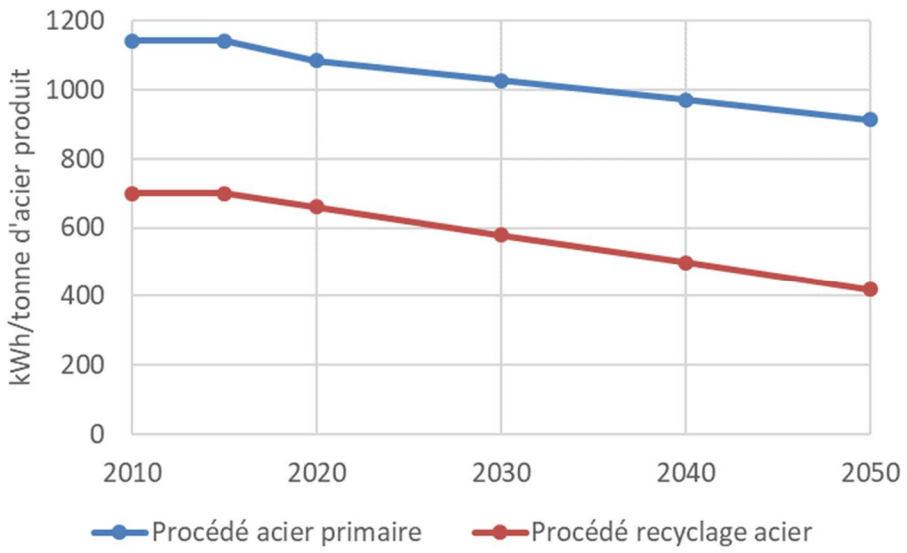


Figure 9 : Consommation unitaire d'électricité pour chaque procédé sidérurgique dans le scénario autonomie faible

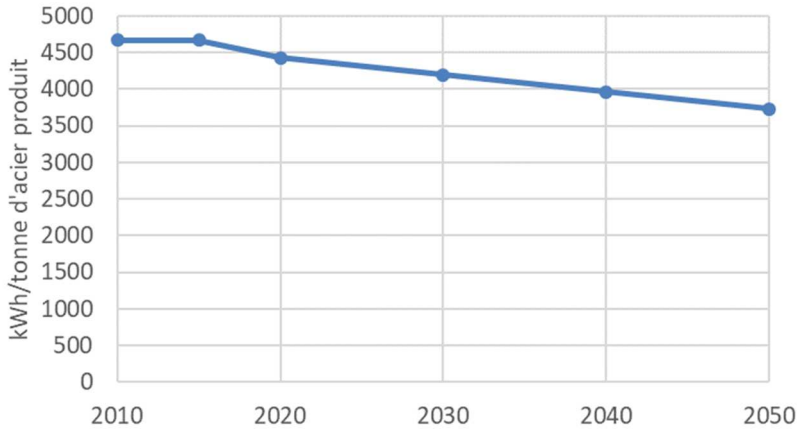


Figure 10 : Consommation unitaire de combustibles pour la production d'acier primaire dans le scénario autonomie faible

- Mix énergétique

Le mix énergétique de la sidérurgie est supposé constant jusqu'en 2050. L'hypothèse du SRCAE Nord-Pas-de-Calais de substitution du coke de charbon par du charbon de bois n'a pas été retenue car à la suite d'échanges avec des experts du secteur cette hypothèse est apparue techniquement difficilement réalisable pour les hauts-fourneaux de grands diamètres tels que ceux utilisés à Dunkerque.

3.2.3.1.3. Scénario autonomie forte

Les hypothèses du scénario autonomie forte sont strictement identiques à celles du scénario autonomie faible.

3.2.3.1.4. Scénario optimisé

Le scénario optimisé se distingue des deux premiers scénarios par une augmentation accrue du recyclage de l'acier. Il s'appuie sur les hypothèses du SRCAE Nord-Pas-de-Calais, à savoir une augmentation de 16 points de la part de l'acier produits pas des fours électriques à l'horizon 2050 par rapport à 2010.

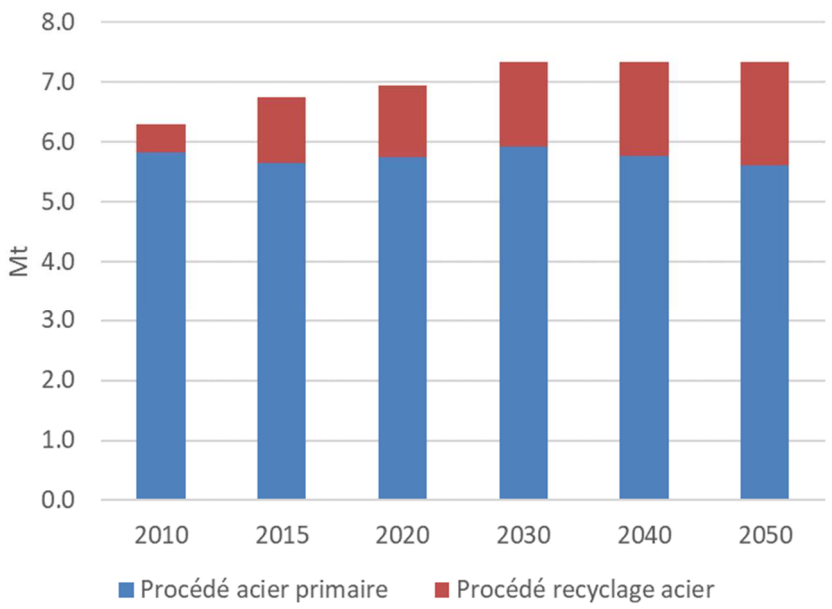
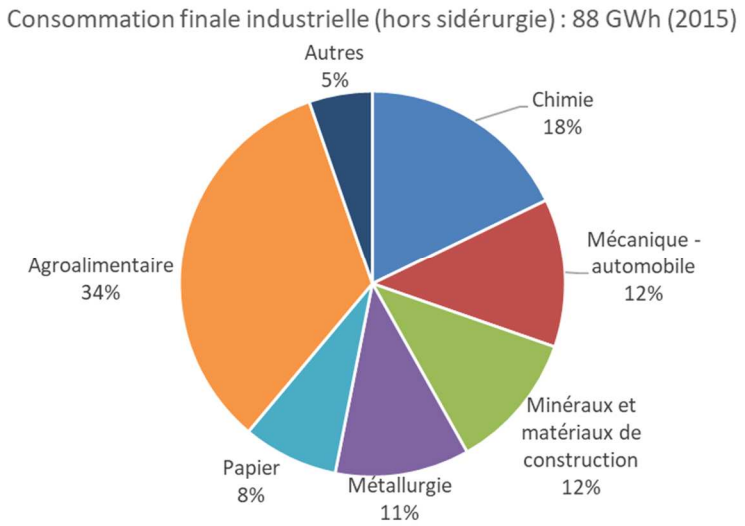


Figure 11 : Niveau de production d'acier par procédé dans le scénario optimisé

3.2.3.2. Branches industrielles (hors sidérurgie)

3.2.3.2.1. Situation actuelle

Plus de la moitié de la consommation d'énergie finale régionale de l'industrie (hors sidérurgie) se concentre autour de deux branches : l'industrie agroalimentaire (34 %) et la chimie (18 %)[6].



Estimation Enerdata d'après SRCAE Nord-Pas-de-Calais, SRCAE Picardie, SRADDET, Observatoire Régional du Climat

Figure 12 : Estimation de la répartition de la consommation d'énergie finale par branche (hors sidérurgie) (2015)

[6] La reconstitution du bilan énergétique par branche industrielle a été réalisé pour 2010 et 2014 à partir des clefs de répartition par énergie et par branche industrielle issues des SRCAE Picardie et Nord-Pas-de-Calais pour les années 2010 et 2005 respectivement, de la consommation régionale par branche issue de l'atelier SRADDET pour 2014 et des consommations totales de l'industrie pour chaque ex-région issues de l'Observatoire Climat/Energie régional sur la période 2010 et 2014. Les tendances ont été prolongées afin d'estimer le bilan énergétique 2015.

3.2.3.2.2. Scénario autonomie faible

- Evolution des valeurs ajoutées industrielles

Faute d'hypothèse régionale quant à l'évolution du tissu industriel, les tendances issues des Visions ADEME sont appliquées à la structure industrielle régionale. Ces hypothèses aboutissent à un quasi maintien du poids des différentes branches bien que la valeur ajoutée totale de l'industrie augmente (passant de 25 Mrd€2010 en 2015, à 29 Mrd€2010 en 2050).

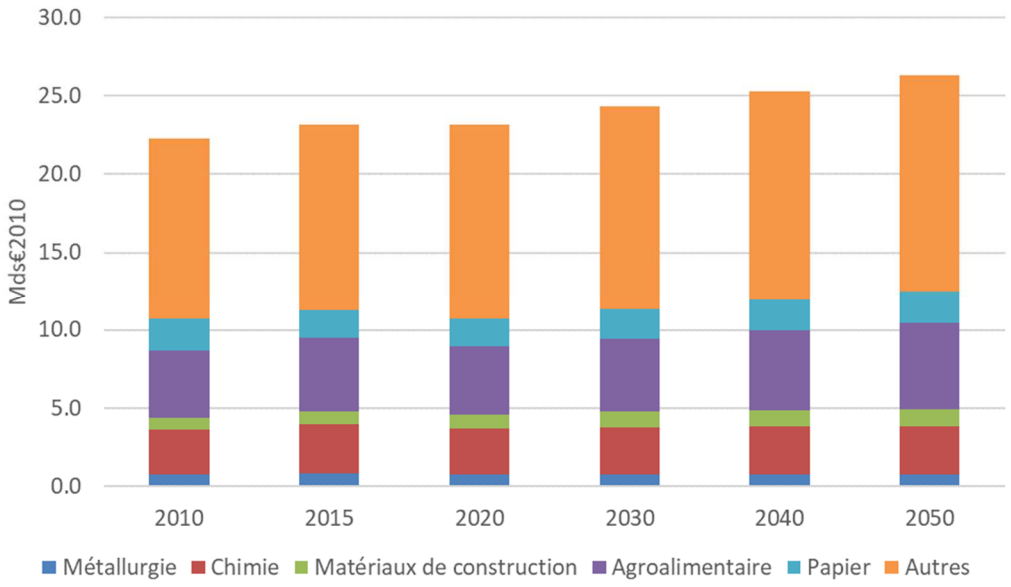


Figure 13 : Evolution de la structure industrielle pour le scénario autonomie faible (milliards d'euros 2010)

- Efficacité énergétique

Les gains d'efficacité énergétique sont repris des Visions ADEME dans lesquelles les potentiels d'efficacité de chaque branche ont été estimés selon des technologies éprouvées, des technologies innovantes ou organisationnelles. Ces gains résultent de l'amélioration de l'efficacité des technologies de production mais aussi de l'optimisation de l'utilisation de l'énergie par les entreprises (notamment grâce aux outils numériques et aux Systèmes de Management de l'Energie).

Le scénario autonomie faible prévoit donc des gains d'efficacité énergétique compris entre 20 % pour la métallurgie et 40 % pour le papier et jusqu'à 60 % pour les autres industries à l'horizon 2050.

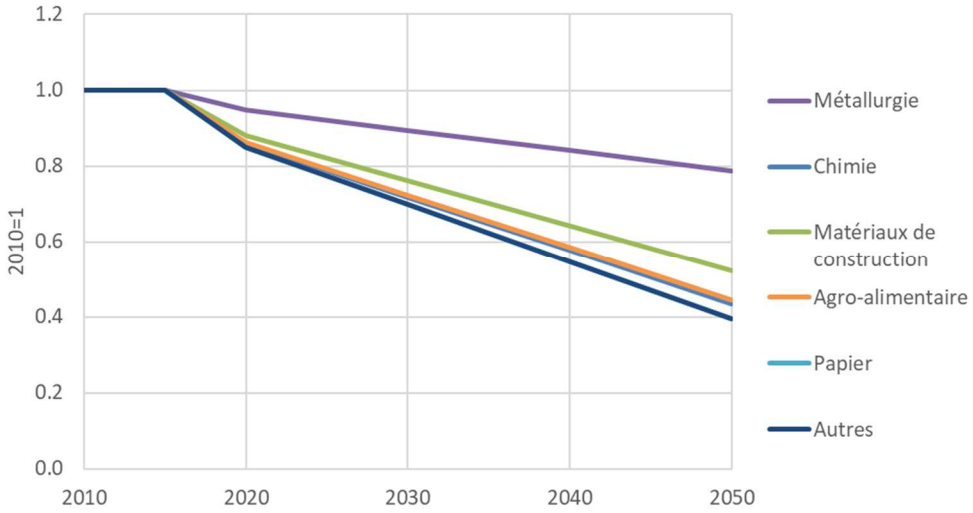


Figure 14 : Indices d'efficacité énergétique des branches industrielles pour le scénario autonomie faible (2010 année de référence)

- Mix énergétique[7]

A défaut d'hypothèses régionales, les hypothèses des Visions ADEME ont été considérées pour établir l'évolution du mix énergétique de l'industrie, en particulier concernant la pénétration du gaz au détriment des énergies fossiles les plus polluantes (charbon, pétrole). Les hypothèses des Visions ont toutefois été amendées pour tenir compte des spécificités régionales. Ainsi, étant donné les ressources disponibles dans les Hauts-de-France, la part de la biomasse est supposée constante (alors qu'elle augmente dans les Visions ADEME). Au contraire, le scénario autonomie faible prévoit une progression de la part de marché des réseaux de chaleur étant donné que la chaleur renouvelable représente un gisement important au niveau régional.

Enfin, la pénétration du solaire thermique est définie en fonction des objectifs des schémas régionaux des ex-régions.

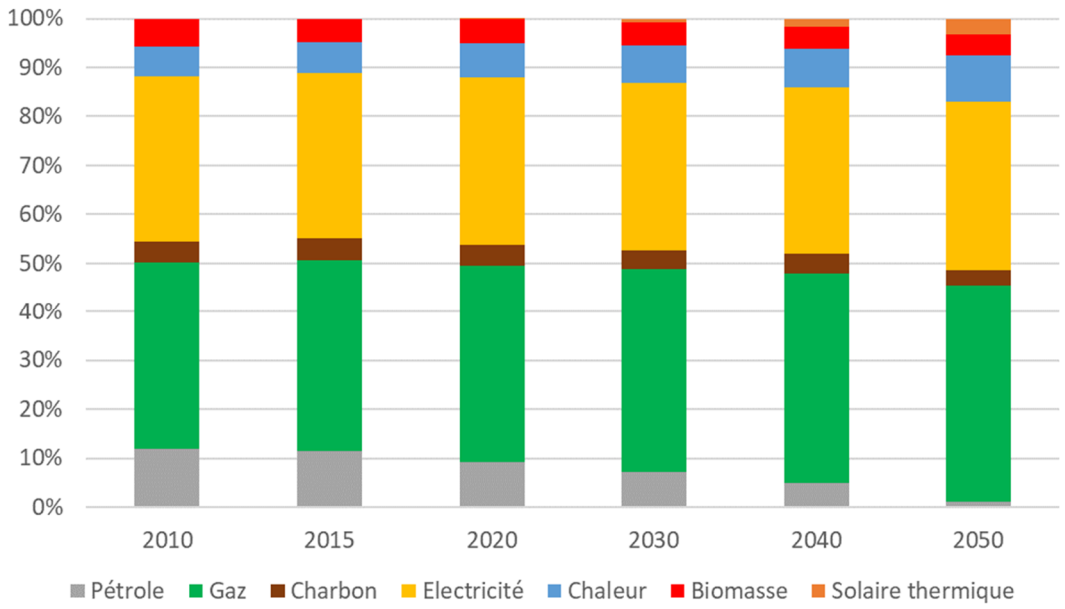


Figure 15 : Mix énergétique de l'industrie (hors sidérurgie) pour le scénario autonomie faible

3.2.3.2.3. Scénario autonomie forte

Les hypothèses du scénario autonomie forte sont strictement identiques à celles du scénario autonomie faible.

3.2.3.2.4. Scénario optimisé

Les hypothèses du scénario optimisé sont strictement identiques à celles du scénario autonomie faible.

[7] Dans le secteur industriel, la chaleur peut être acheminée par un réseau de chaleur ou peut être fournie directement par une entreprise de service énergétique.

3.3. Transport

3.3.1. Leviers de réduction de la demande

Autonomie faible	Autonomie forte	Optimisé
Limitation des besoins		
Baisse de la mobilité individuelle de -12 % en 2050	Baisse de la mobilité individuelle de -12 % en 2050	Baisse de la mobilité individuelle de -34 % en 2050
Recours au covoiturage et aux véhicules serviciels		
Baisse du trafic de marchandises		
Optimisation logistique des flux de marchandises		
Amélioration de l'efficacité énergétique		
Report modal vers les modes peu carbonés (transport en commun pour les passagers et fluvial et ferroviaire pour le fret)		
Progrès technologique des véhicules		
		Recours au platooning[8]
Changement du mix énergétique		
Renouvellement du parc de véhicules thermiques par des véhicules gaz, électriques et hybrides	Renouvellement du parc de véhicules thermiques par des véhicules gaz, électriques et hybrides	Renouvellement du parc de véhicules thermiques par des véhicules gaz, électriques et hybrides avec déploiement plus marqué des véhicules particuliers électriques

3.3.2. Résultats

La consommation d'énergie liée aux transports du scénario autonomie faible est réduite de 61 % en 2050 par rapport à 2010, atteignant 18 TWh en 2050. Le mix énergétique évolue drastiquement du fait de la forte pénétration des véhicules gaz, électriques et hybrides.

Le levier de sobriété contribue à hauteur de 30 % aux efforts de réduction de la demande d'énergie dans les transports entre 2010 et 2050[9].

[8] Alignement de plusieurs camions les uns à la suite des autres, le premier étant conduit par un chauffeur, les suivants par un pilote automatique détectant les mouvements (freinage et accélération) du premier, réduisant ainsi la consommation de carburant.
[9] L'effet de limitation des besoins est sans doute sous-estimé étant donné que pour le transport de marchandises, l'effet de la réduction du trafic est mesuré sans tenir compte d'un effet lié à l'activité économique qui selon les tendances historiques tend à augmenter les besoins en mobilité.

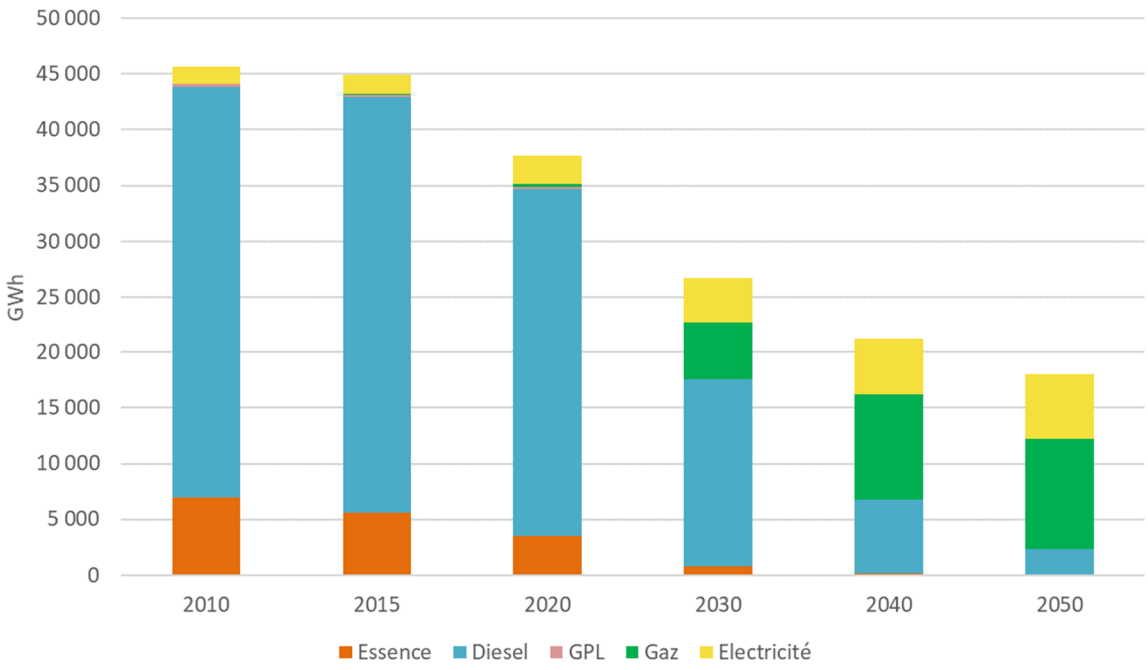


Figure 16 : Consommation d'énergie finale du transport selon le scénario autonomie faible

Grâce au report modal et à l'essor des véhicules serviciels[10] et du covoiturage, la consommation des voitures privées ne représente plus que la moitié des consommations d'énergie du transport de passagers en 2050 contre plus de 95 % en 2010.

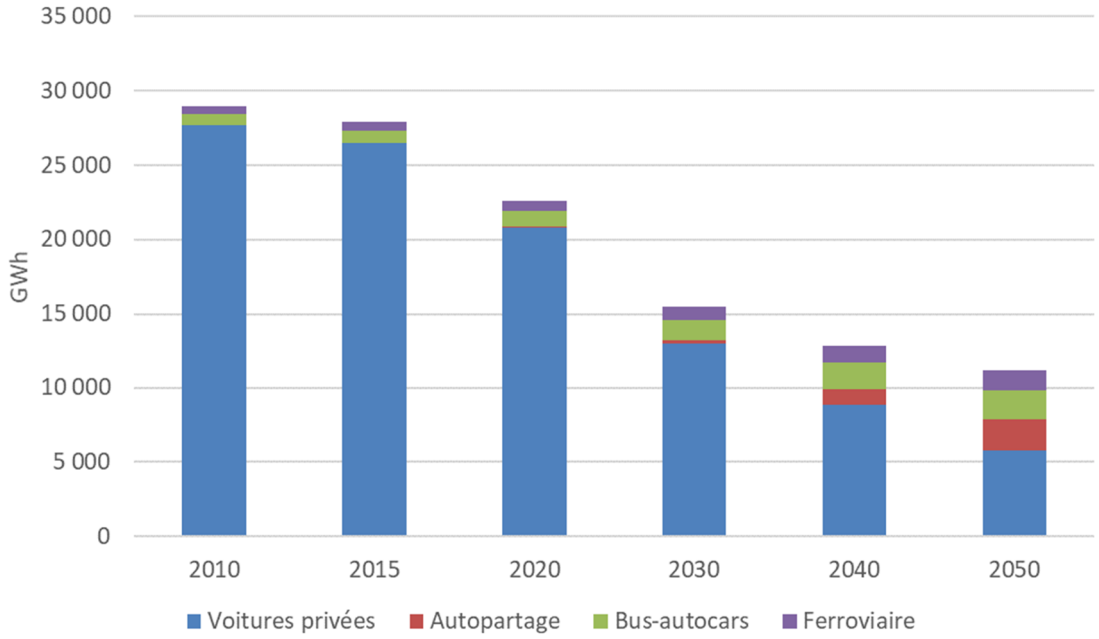


Figure 17 : Consommation d'énergie finale du transport de passagers par mode selon le scénario autonomie faible

De même, la part du routier dans les consommations d'énergie du fret est considérablement réduite passant de 93 % en 2010 à 54 % en 2050.

[10] Véhicules en autopartage ou VTC.

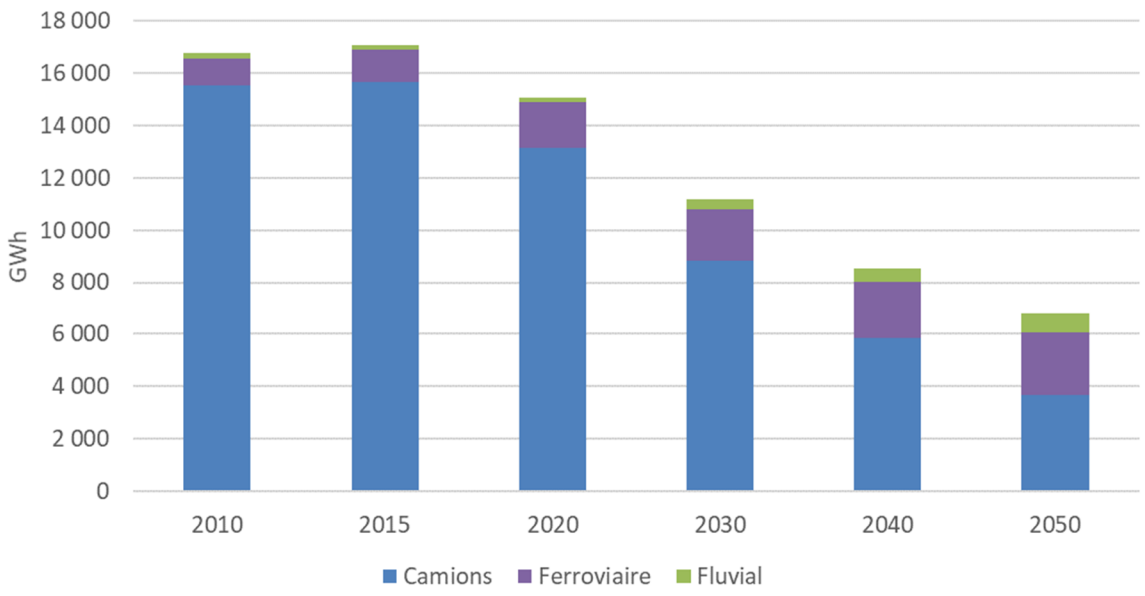


Figure 18 : Consommation d'énergie finale du fret par mode selon le scénario autonomie faible

Les résultats sont identiques pour le scénario autonomie forte. Le scénario optimisé se distingue par un mix énergétique légèrement différent à l'horizon 2050 (du fait d'une plus forte pénétration des véhicules électriques, plus efficaces, au détriment des véhicules gaz) et une réduction supplémentaire des besoins dû au recours au platooning (15 % des flux de camions ayant recours au platooning à l'horizon 2030 et 30 % en 2050) améliorant l'efficacité énergétique du fret routier. Ce scénario se traduit par une réduction de la consommation d'énergie finale de 67 % en 2050 par rapport à 2010, soit une consommation d'à peine 15 TWh en 2050.

Dans le scénario optimisé, la moitié des efforts de réduction de la demande d'énergie des transports entre 2010 et 2050 est obtenue grâce au levier de la sobriété énergétique.

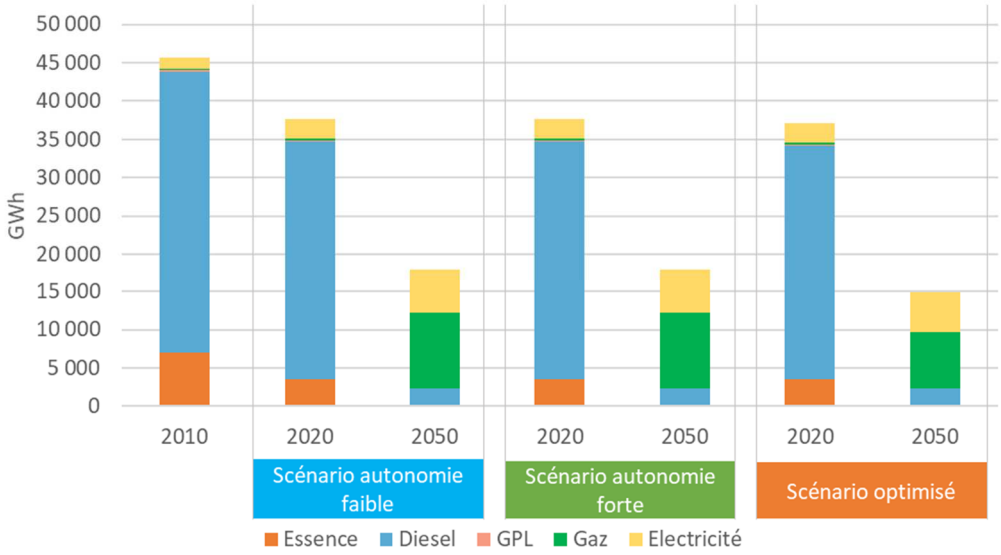


Figure 19 : Consommation d'énergie finale du transport selon les trois scénarios

3.3.3. Hypothèses détaillées

3.3.3.1. Situation actuelle

Les transports de passagers et de marchandises sont largement dépendants des énergies fossiles. A l'échelle régionale, 96 % de la consommation d'énergie finale des transports est constituée d'essence, de diesel et de GPL (2015), en lien avec la prédominance du mode routier.

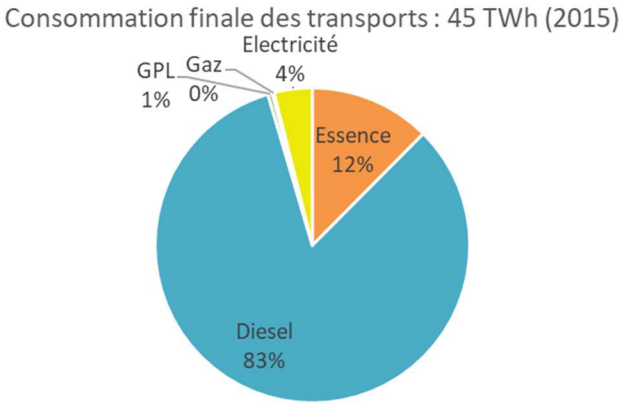


Figure 20 : Répartition de la consommation d'énergie finale des transports par énergie en 2015 (GWh)

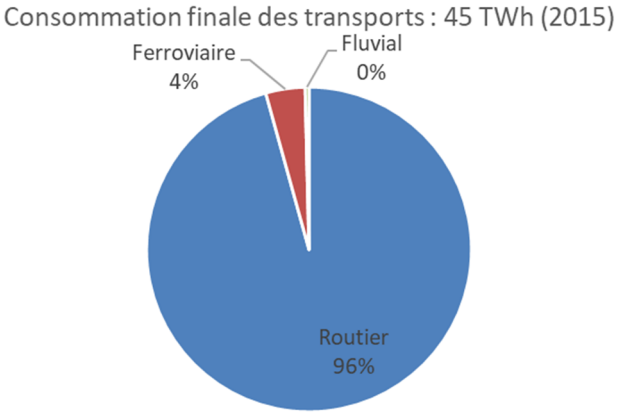


Figure 21 : Répartition de la consommation d'énergie finale des transports par mode de transport en 2015 (GWh)

3.3.3.2. Scénario autonomie faible

3.3.3.2.1. Transport de passagers

- Trafics

Grâce à une évolution des comportements de mobilité, déjà engagée depuis une dizaine d'année, une baisse de la mobilité individuelle motorisée[11] (hors modes doux) de 6 % à l'horizon 2030 et 12 % en 2050 par rapport à 2010 est prise en compte (hypothèses reprises du scénario « transition modérée » Virage Energie du Nord-Pas-de-Calais). Le déploiement du télétravail, la diminution des distances entre lieux de travail (bureaux, tiers-lieux…) et domicile et la relocalisation de certaines activités (culturelle,

[11] Définie comme le rapport entre le trafic total de passagers hors mode doux (en passager.kilomètre) et la population.

de services, commerces de proximité) concourent à l'atteinte de cet objectif de baisse de la mobilité individuelle tel que mentionné dans le rapport complet des scénarios Virage Energie[12]. Ces hypothèses de réduction de la mobilité individuelle motorisée paraissent ambitieuses mais sont relativement raisonnables par rapport à celles des Visions ADEME (baisse de plus de 30 % de la mobilité individuelle à l'horizon 2050) et à des tendances observées.

L'évolution de la répartition modale entre ferroviaire, voitures, bus-autocars et modes doux est issue pour l'essentiel du SRCAE Picardie et du SRADDT Nord-Pas-de-Calais. Les grands projets régionaux prévus tels que le projet RER Grand Lille Express, le BHNS d'Amiens ou encore le tramway de Lesquin contribuent au déploiement des transports en commun.

Le report modal des usages motorisés vers le vélo et la marche à pied entraîne un doublement du trafic des modes doux entre 2010 et 2050.

Enfin, l'usage de la voiture est profondément modifié. Le scénario autonomie faible prévoit :

- L'essor des véhicules serviciels. Selon les hypothèses des Visions ADEME, 2 % du trafic total des voitures se fera grâce à des véhicules serviciels en 2030 et 15 % en 2050. Cette hypothèse impacte les trafics des voitures privées à la baisse (report modal).
- Le développement du covoiturage, ou plus largement l'amélioration du taux d'occupation des véhicules. Le taux de remplissage des voitures qui covoiturent est supposé atteindre 2,8 personnes par voiture[13] contre 1,8 pour les voitures hors covoiturage[14]. Le covoiturage n'impacte pas le volume total de trafic des voyageurs (exprimé en passager.kilomètre) mais il affecte le parc de véhicules nécessaire pour répondre à ces trafics et les consommations de carburants associées.

Ces hypothèses conduisent à une réduction de 6 % du trafic de passagers en 2050 par rapport à 2010. La part modale du trafic des voitures hors covoiturage est divisée par 2 entre 2010 et 2050 tandis que celle du trafic ferroviaire est quasiment triplée.

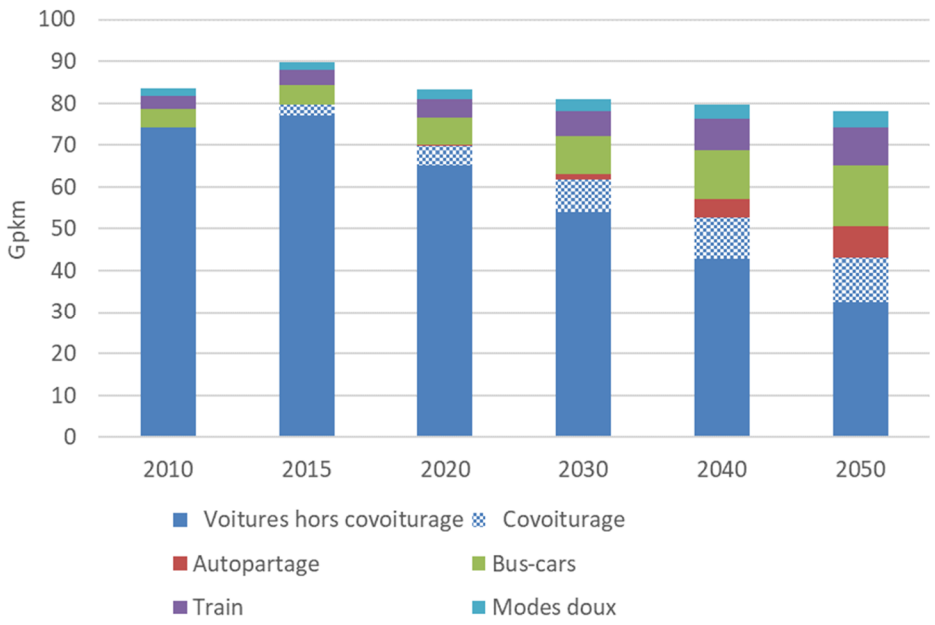


Figure 22 : Trafic de passagers selon le scénario autonomie faible (en milliards de passagers.kilomètres)

[12] Rapport complet des scénarios *Mieux vivre* en région Nord-Pas-de-Calais de Virage Energie : http://wordpress.virage-energie-npdc.org/wp-content/uploads/2016/01/Virage-%C3%A9nergie-NPdC_Rapport-complet-%C3%A9tude-mieux-vivre_mars2016.pdf

[13] Il s'agit d'une approximation issue d'une revue de littérature : selon une étude nationale sur le covoiturage de courte distance (ADEME, septembre 2015), le taux d'occupation est de 2,56 et selon le CGDD (Covoiturage longue distance : état des lieux et potentiel de croissance, Mai 2016), le taux de remplissage pour le covoiturage longue distance serait de 2,9.

[14] Le scénario autonomie faible suppose que la part des kilométrages parcourus en covoiturage est de 30 % en moyenne. Il prévoit également une augmentation du covoiturage, pour passer de 7 % de voitures effectuant du covoiturage en 2015 à quasiment 30 % en 2030 et 58 % en 2050.

Outre le développement des véhicules en autopartage et des véhicules de transport en commun, cette évolution des trafics se traduit, sous l'hypothèses d'un maintien des kilométrages annuels moyens des différents types de véhicules, par une baisse du parc de voitures privées.

Parc de véhicules (Milliers)	**2010**	**2015**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
Voitures privées	2 996	3 077	2 642	2 750	2 726	2 318
Autopartage	0.03	0.5	15	54	207	360
Bus	2.0	2.1	2.6	3.7	4.7	5.8
Autocars	5.0	5.2	7.2	10.3	13.4	16.6

Tableau 3 : Parc de véhicules pour le transport de passagers selon le scénario autonomie faible

- Parts de marché des véhicules

Le scénario autonomie faible prévoit la substitution des voitures essence et diesel par des véhicules gaz, électriques et hybrides. L'évolution des parts de marché des ventes de voitures (véhicules particuliers et autopartage) est issue des Visions ADEME.

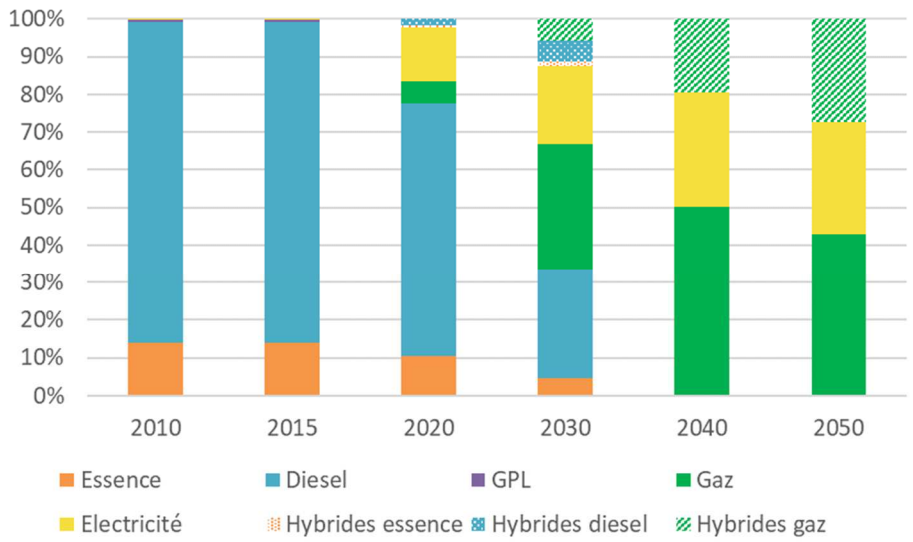


Figure 23 : Parts de marché des ventes de voitures dans le scénario autonomie faible

Ce qui donne la répartition suivante du parc de voitures :

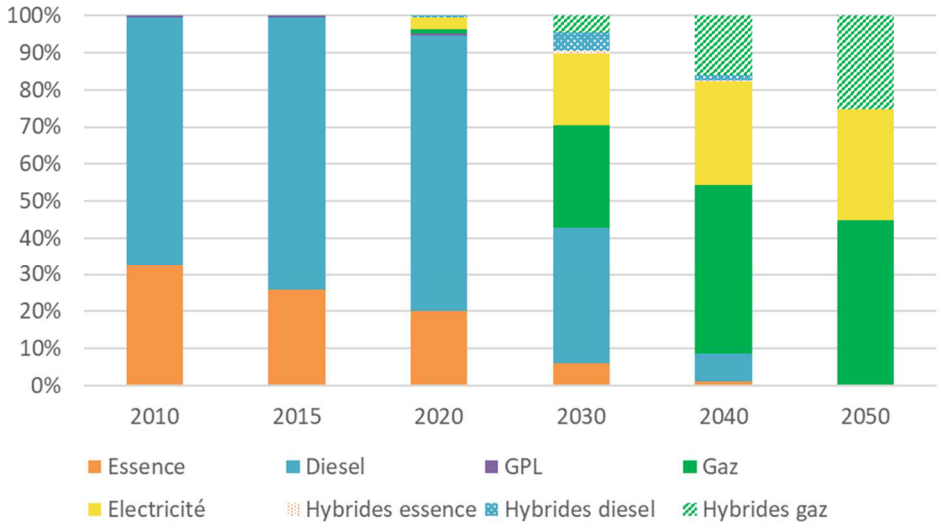


Figure 24 : Parts de marché du stock de voitures selon le scénario autonomie faible

Les Hauts-de-France compte actuellement environ 500 bus roulant au gaz, principalement à Lille et Dunkerque[15] et le premier car électrique a effectué son trajet Amiens-Paris en avril 2018. Ces véhicules sont appelés à se développer massivement dans le scénario autonomie faible, au détriment des véhicules diesel (hypothèses des Visions ADEME).

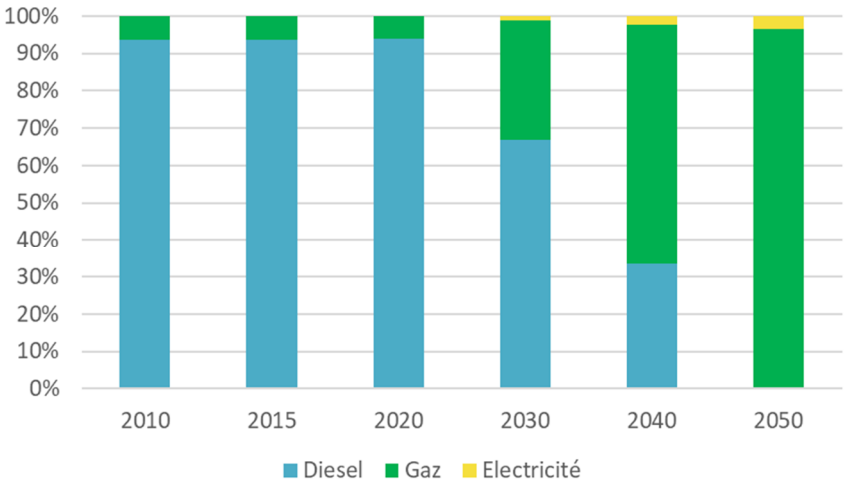


Figure 25 : Parts de marché des ventes de bus et autocars selon le scénario autonomie faible

[15] https://www.transbus.org/dossiers/gnv.html

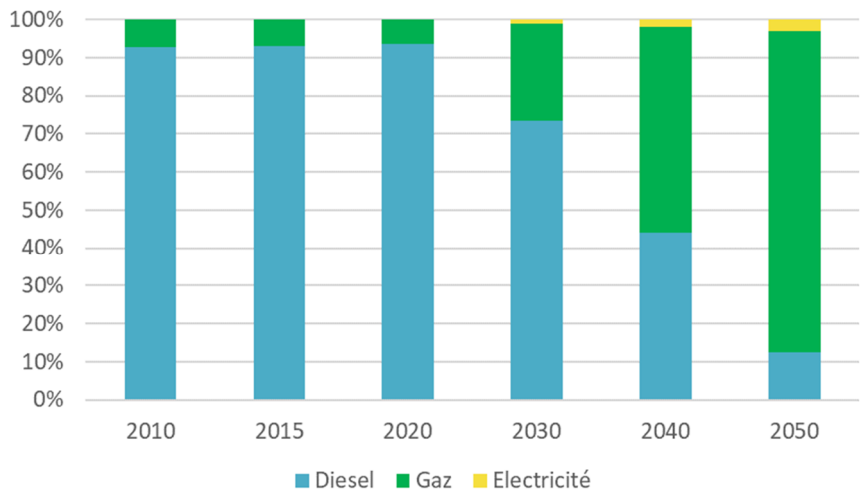


Figure 26 : Parts de marché du stock de bus et autocars selon le scénario autonomie faible

- Efficacité énergétique

Les progrès technologiques au niveau des moteurs des véhicules et le downsizing[16] permettent d'améliorer les consommations spécifiques (L/100km) des véhicules neufs (ces consommations spécifiques atteignent aujourd'hui 5,8 L/100km pour une voiture essence et 4,9 L/100km pour du diesel). Des gains de l'ordre de 30 % sont attendus sur les véhicules thermiques neufs et de 15 % sur les véhicules électriques, déjà beaucoup plus efficaces en énergie finale (hypothèses Visions ADEME).

Les hypothèses des Visions ADEME sont également utilisées pour l'évolution de la performance des bus et autocars : environ 20 % de gain d'efficacité énergétique sur les véhicules neufs en 2050 par rapport à 2010.

3.3.3.2.2. Transport de marchandises

- Trafics

En reprenant l'hypothèse du SRADDT Nord-Pas-de-Calais d'une diminution du transport de biens, considérant à la fois des opportunités avec logiques de circuits courts, d'économie circulaire, de modes de production décentralisés de plus en plus structurantes dans l'organisation économique et des contraintes telles que la congestion des grands axes, le scénario autonomie faible suppose une baisse du trafic global de marchandises intrarégional[17] de 6 % en 2050 par rapport à 2010.

L'évolution des parts modales est issue du SRADDT Nord-Pas-de-Calais et du SRCAE Picardie. Elle tient compte des grands projets régionaux tels que le projet Canal Seine Europe pour le développement du trafic fluvial (à partir de 2025) ou encore la modernisation du port de Dunkerque en faveur du fluvial et du ferroviaire. Ainsi, la part modale du ferroviaire est doublée entre 2015 et 2050, tandis que celle du fluvial passe de 4 % à 18 % dans le même temps.

[16] Le downsizing est un terme utilisé en mécanique automobile pour désigner un ensemble de procédés visant à réduire la cylindrée d'un moteur, sans en dégrader la puissance finale, dans le but de réduire la consommation en carburant.
[17] L'étude s'appuie sur une approche gravitaire pour la prise en compte des trafics : sont comptabilisés les trafics intrarégionaux ainsi que la moitié des trafics ayant pour point de départ ou point d'arrivée la région. De fait, cela exclut les trafics en transit.

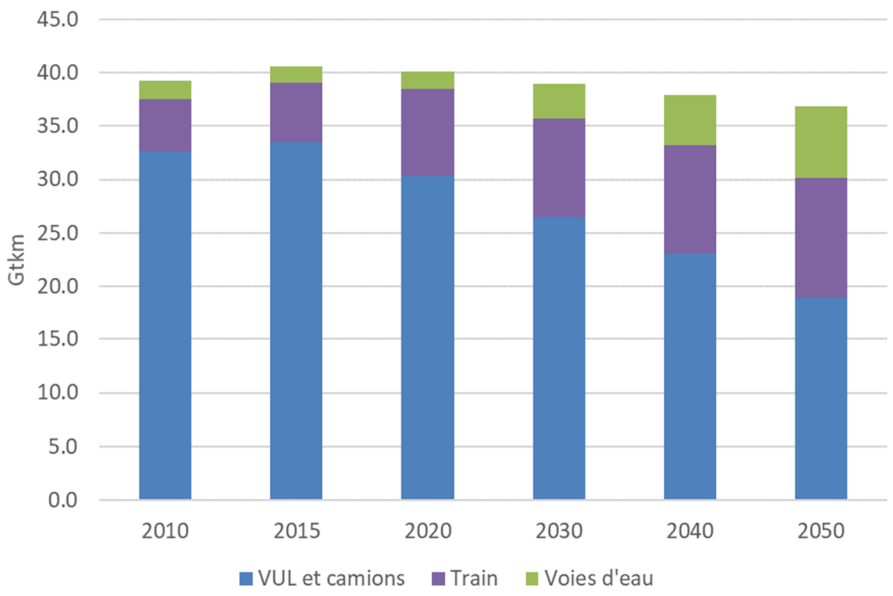


Figure 27 : Estimation du trafic de marchandises par mode (milliards de tonnes.kilomètres)

L'évolution du parc et des ventes de camions et VUL est déterminée en fonction de l'évolution du trafic, des kilométrages annuels moyens (supposés constants) et des taux de chargement (cf. partie sur l'efficacité énergétique pour leur évolution).

Parc de véhicules (Milliers)	**2010**	**2015**	**2020**	**2030**	**2040**	**2050**
VUL	451	439	377	297	236	178
Camions	79	83	71	56	45	34

Tableau 4 : Parc de véhicules pour le transport de marchandises selon le scénario autonomie faible

- Parts de marché des véhicules

Le scénario autonomie faible projette la disparition des véhicules diesel dans les ventes, au profit des véhicules gaz et électriques. L'évolution des parts de marché des ventes de camions et VUL est issue des Visions ADEME.

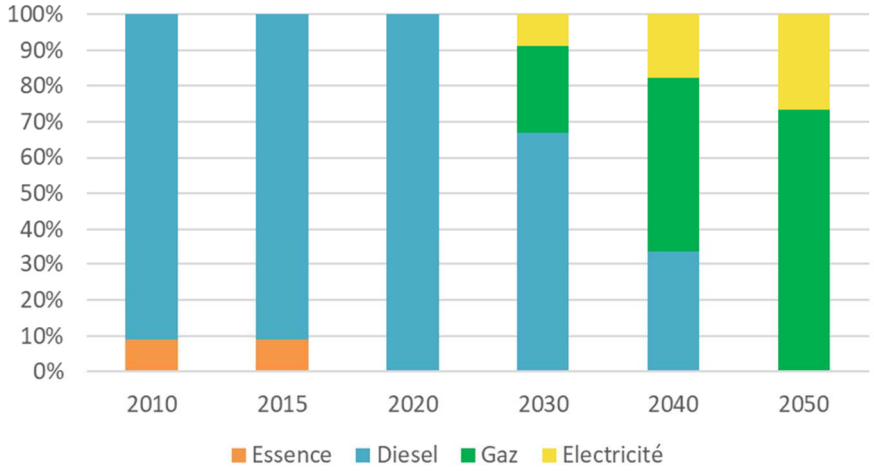


Figure 28 : Parts de marché des ventes de VUL et camions selon le scénario autonomie faible

Ce qui donne la répartition suivante du parc de véhicules :

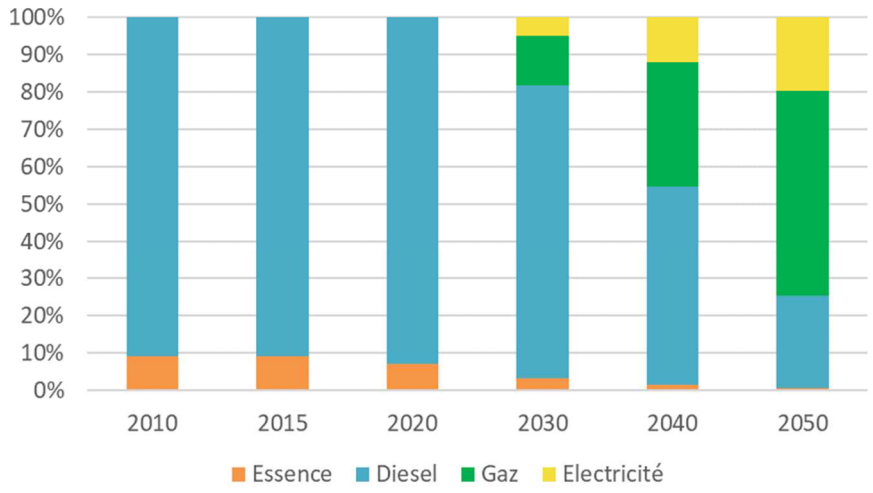


Figure 29 : Parts de marché du stock de VUL et camions selon le scénario autonomie faible

Infrastructures (bio)-GNV et bornes de recharge électrique

La pénétration du gaz (qui doit se décarboner en même temps, cf. partie production) et de l'électricité dans la mobilité nécessite le déploiement de nouvelles infrastructures pour alimenter les véhicules de demain.

En comptant environ 1,6 points de charge par véhicule électrique équivalent[18], il faudrait environ 1,9 millions de bornes de recharge électriques à l'horizon 2050 dans le scénario autonomie faible. Toutefois ce total recouvre à la fois des bornes privées et publiques, recouvrant des investissements et moyens différents selon leurs caractéristiques (de quelques kW à plusieurs dizaines ou centaines de kW).

En supposant que les infrastructures (bio)-GNV se déploient au même niveau que celui de l'Argentine (soit 1 000 véhicules par station GNV[19]), qui comptabilise une part de marché de véhicules (bio)-GNV très importante, environ 1 000 stations (bio)-GNV sont à prévoir sur le territoire à l'horizon 2050 pour alimenter les véhicules (bio)-GNV.

La question du GNL, et de ses infrastructures et stations associées, n'est pas spécifiquement traitée car c'est un vecteur plus adapté aux flux internationaux peu appréhendés dans le cadre de cet exercice.

- Efficacité énergétique

Le scénario prévoit une amélioration de 55 % des consommations spécifiques des VUL et camions neufs à l'horizon 2050 selon le SRCAE Nord-Pas-de-Calais.

Consommation spécifique des VUL et camions neufs	2010	2015	2020	2030	2040	2050
VUL (L/100km)	9.0	8.6	7.4	6.6	5.8	5.0
Camions (L/100km)	30.0	29.3	24.6	21.9	19.2	16.5

Tableau 5 : Evolution des consommations spécifiques des VUL et camions neufs selon le scénario autonomie faible

Par ailleurs, le facteur de charge est considéré s'améliorer considérablement à l'horizon 2050 grâce à l'optimisation logistique et la diminution des taux de retour à vide (amélioration de 40 % selon le SRADDT Nord-Pas-de-Calais). Il passe ainsi de 8 tonnes par véhicule à un peu plus de 11 tonnes pour les camions entre 2010 et 2050.

[18] Un véhicule hybride correspondant à environ 0,5 véhicule électrique en consommation électrique.
[19] Selon l'Association Française du Gaz Naturel pour Véhicules

3.3.3.3. Scénario autonomie forte

Les hypothèses du scénario autonomie forte sont identiques tant sur le transport de passagers que sur le fret.

3.3.3.4. Scénario optimisé

3.3.3.4.1. Transport de passagers

- Trafics

Le scénario optimisé se distingue des précédents scénarios sur l'évolution des trafics de passagers : le scénario va au-delà au niveau de la réduction de la mobilité individuelle (km/pers/an) (-34 % en 2050 au lieu de -12 % dans les scénarios autonomie faible et autonomie forte). Cette baisse de la mobilité individuelle correspond à celle des Visions ADEME, et à peu près à celle du scénario « virage sociétal » de Virage Energie du Nord-Pas-de-Calais. Les hypothèses sous-jacentes du scénario « virage sociétal » de Virage Energie sont une augmentation plus forte de la part de télétravailleurs et une relocalisation plus marquée des activités travail et loisirs, avec notamment des modèles urbains plus polycentriques moins générateurs de déplacements.

On aboutit ainsi à une réduction de 29 % du trafic de passagers (pkm/an), moindre que la réduction individuelle vu la croissance démographique, en 2050 par rapport à 2010.

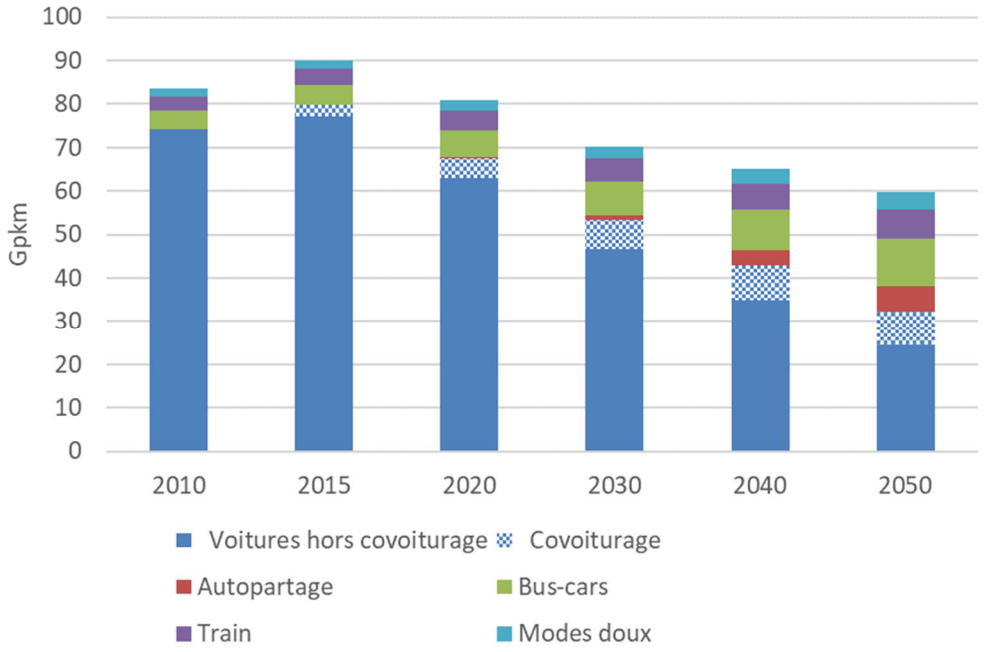


Figure 30 : Trafic de passagers par mode selon le scénario optimisé (en milliards de passagers.kilomètres)

Les parts modales sont inchangées, seul le niveau total du trafic de passagers est affecté.

Le parc de véhicules est ainsi réduit par rapport au scénario autonomie faible.

Parc de véhicules (Milliers)	2010	2015	2020	2030	2040	2050
Voitures privées	2 996	3 077	2 558	2 509	2 280	1 758
Autopartage	0,03	0,5	14	48	159	270
Bus	2,0	2,1	2,5	3,1	3,8	4,5
Autocars	5,0	5,2	7,0	8,8	10,6	12,4

Tableau 6 : Parc de véhicules pour le transport de passagers selon le scénario optimisé

- Parts de marché des véhicules

Le scénario optimisé possède également des hypothèses différentes sur les parts de marché des voitures. Les véhicules électriques sont supposés se déployer plus amplement, au détriment des véhicules gaz.

L'étude de l'ADEME sur les mesures de politiques publiques pour un scénario bas carbone propose un paquet de mesures à l'échelle nationale qui favoriserait l'émergence des véhicules électriques et hybrides (super bonus et aides au financement des bornes de recharge) et permettrait d'atteindre une part de 38 % de voitures électriques dans les ventes en 2030. Cette hypothèse est reprise dans le scénario optimisé et maintenue jusqu'en 2050.

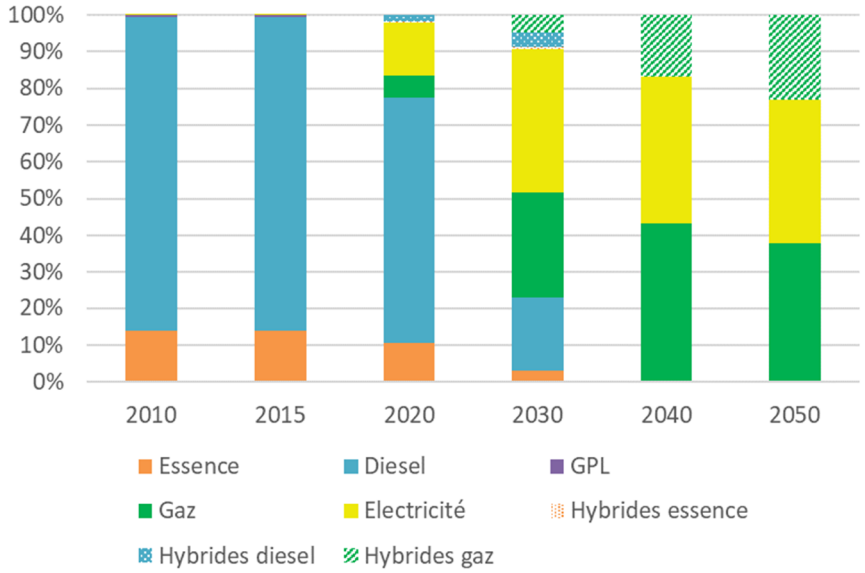


Figure 31 : Parts de marché des ventes de voitures selon le scénario optimisé

Ce qui nous donne l'évolution suivante de la répartition du parc :

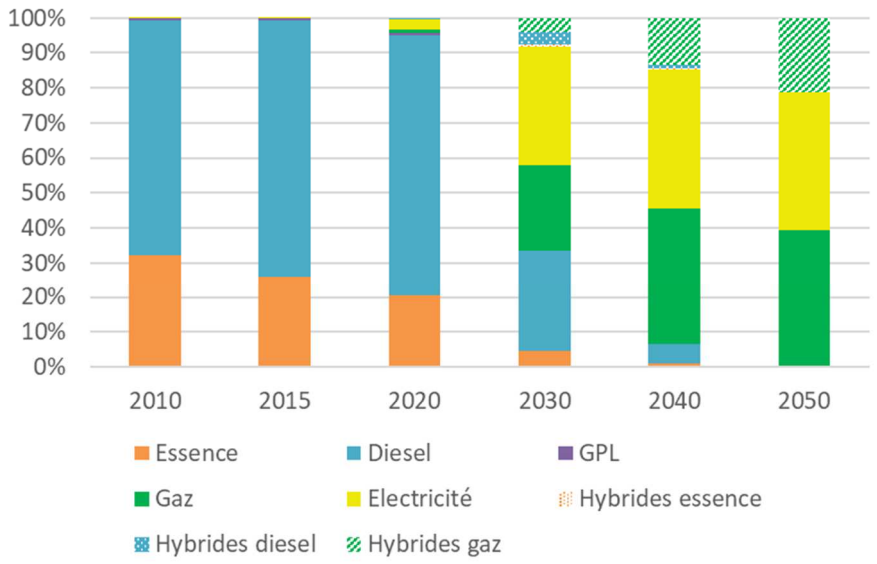


Figure 32 : Parts de marché des voitures selon le scénario optimisé

Ces deux hypothèses concourent à réduire la consommation d'énergie du transport de passagers de 72 % en 2050 par rapport à 2010 (contre 61 % dans les scénarios autonomie faible et autonomie forte).

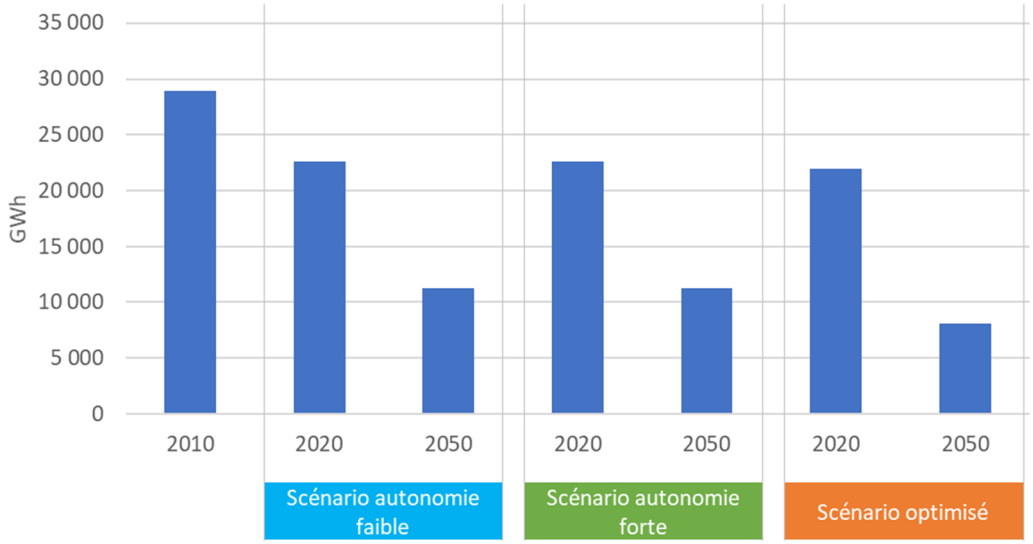


Figure 33 : Consommation d'énergie finale du transport de passagers selon les 3 scénarios

3.3.3.4.2. Marchandises

Le scénario optimisé prend en compte une hypothèse supplémentaire sur l'efficacité du transport routier de fret : le recours au platooning[20] pour les camions.

Selon une étude ayant réalisé des tests au Texas, cette technique permettrait d'économiser entre 5 et 10 % de carburant[21]. Dans le scénario optimisé, 15 % des flux sur autoroute a recours au platooning à l'horizon 2030 et 30 % en 2050, avec un impact de 7 % en moyenne sur la consommation de carburant.

Cette hypothèse n'a pas un impact très significatif sur la consommation d'énergie des transports : dans le scénario optimisé la consommation d'énergie du fret est réduite de 60 % en 2050 par rapport à 2010 contre 59 % dans les scénarios autonomie faible et autonomie forte.

[20] Le groupement de véhicules par pelotons (en anglais platooning) consiste à aligner plusieurs camions les uns à la suite des autres, le premier étant conduit par un chauffeur, les suivants par un pilote automatique détectant les mouvements (freinage et accélération) du premier. Les pelotons raccourcissent ainsi les distances entre les véhicules grâce à la communication électronique et permettent de réduire la consommation énergétique puisqu'il y a moins de résistance à l'air.
[21] https://www.nrel.gov/transportation/fleettest-platooning.html

3.4. Bâtiments

3.4.1. Leviers de réduction de la demande

Autonomie faible	Autonomie forte	Optimisé
Limitation des besoins		
Maintien des surfaces moyennes de logements et des surfaces tertiaires dès 2020	Maintien des surfaces moyennes de logements et des surfaces tertiaires dès 2020	Réduction des surfaces moyennes des logements et des surfaces tertiaires
Amélioration de l'efficacité énergétique		
Amélioration des performances thermiques des bâtiments neufs (RE2020[22] dès 2022)		
Accélération du nombre de rénovation BBC : 100 % du parc rénové en 2050		
Progrès technologiques sur les équipements électriques et les systèmes de production		
Changement du mix énergétique		
Pénétration des EnR (solaire thermique, pompes à chaleur, chauffe-eau thermodynamique, bois et réseaux de chaleur)		

3.4.2. Résultats

Dans le scénario autonomie faible, la consommation d'énergie finale des bâtiments atteint 45 TWh en 2050, soit une réduction de 37 % en 2050 par rapport à 2010 (-36 % dans le résidentiel et -40 % dans le tertiaire).

Ces réductions de la demande d'énergie dans les bâtiments sont atteintes grâce aux efforts en termes d'efficacité énergétique et au déploiement des énergies renouvelables dans le scénario autonomie faible.

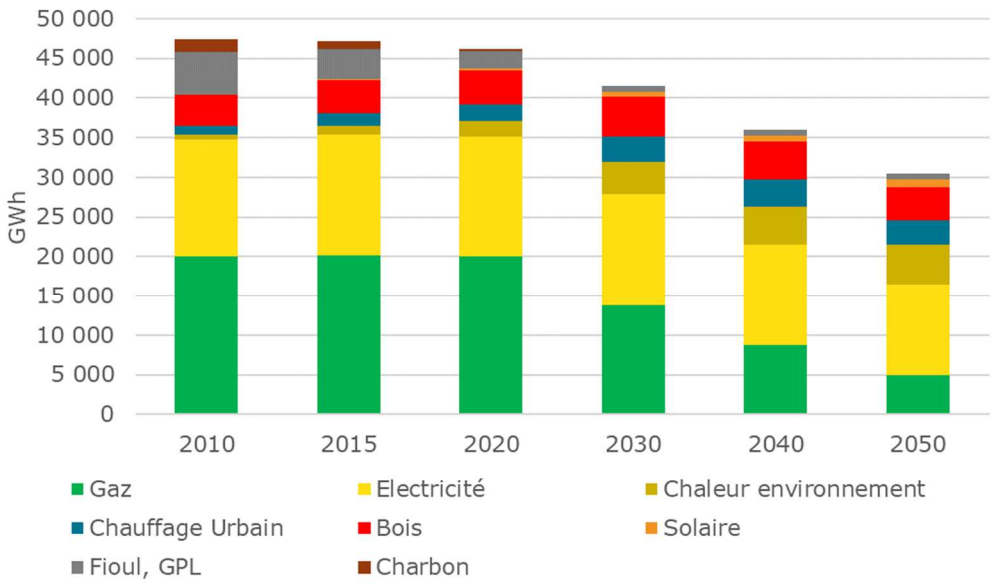


Figure 34 : Consommation d'énergie finale du résidentiel selon le scénario autonomie faible (GWh)

[22] Règlementation environnementale 2020

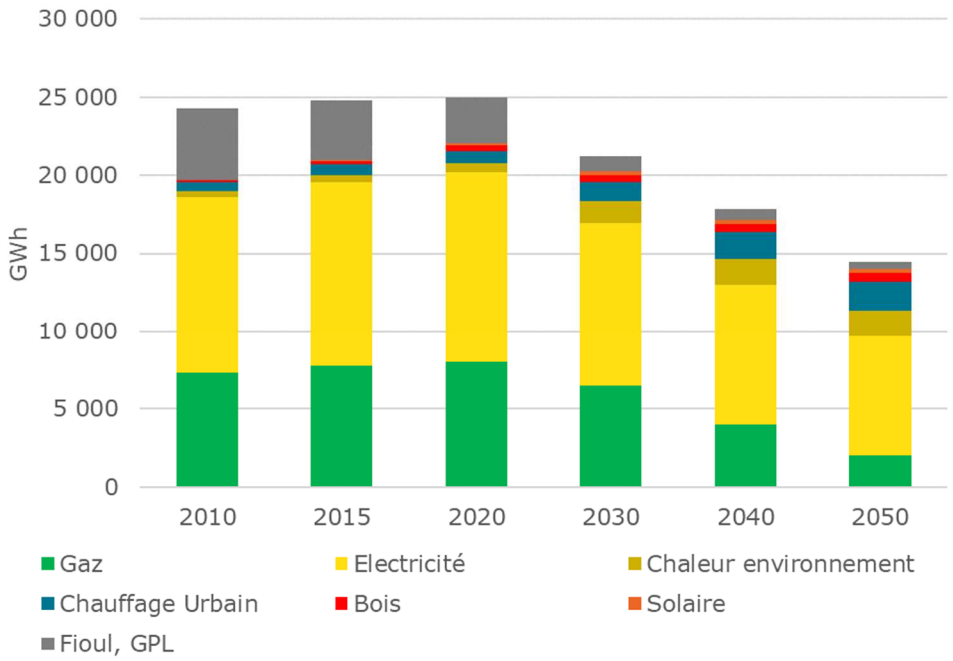


Figure 35 : Consommation d'énergie finale du tertiaire selon le scénario autonomie faible (GWh)

L'usage thermique (chauffage et eau chaude sanitaire) diminue fortement grâce à la rénovation thermique du parc et à l'amélioration de la performance des bâtiments neufs : il représente 68 % de la consommation d'énergie finale en 2050 dans le résidentiel et 49 % dans le tertiaire, contre 80 % en 2010 dans le résidentiel et 59 % dans le tertiaire.

En revanche, la part de l'électricité spécifique dans la consommation d'énergie finale augmente. Malgré l'amélioration de la performance énergétique des équipements électriques, l'accroissement des taux d'équipements vient en partie compenser ces gains.

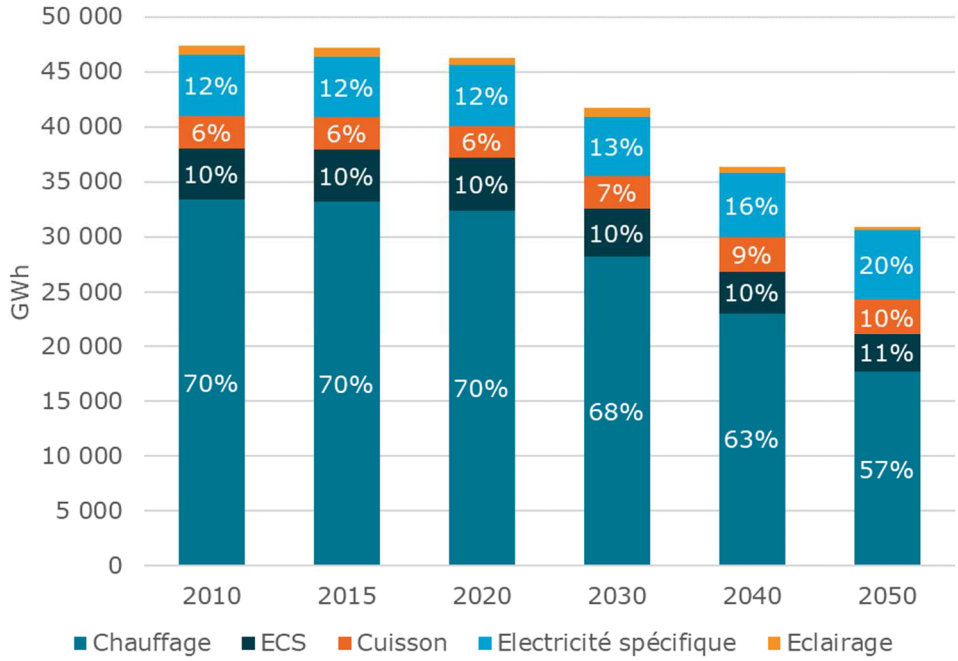


Figure 36 : Consommation d'énergie finale du résidentiel par usage selon le scénario autonomie faible (GWh)

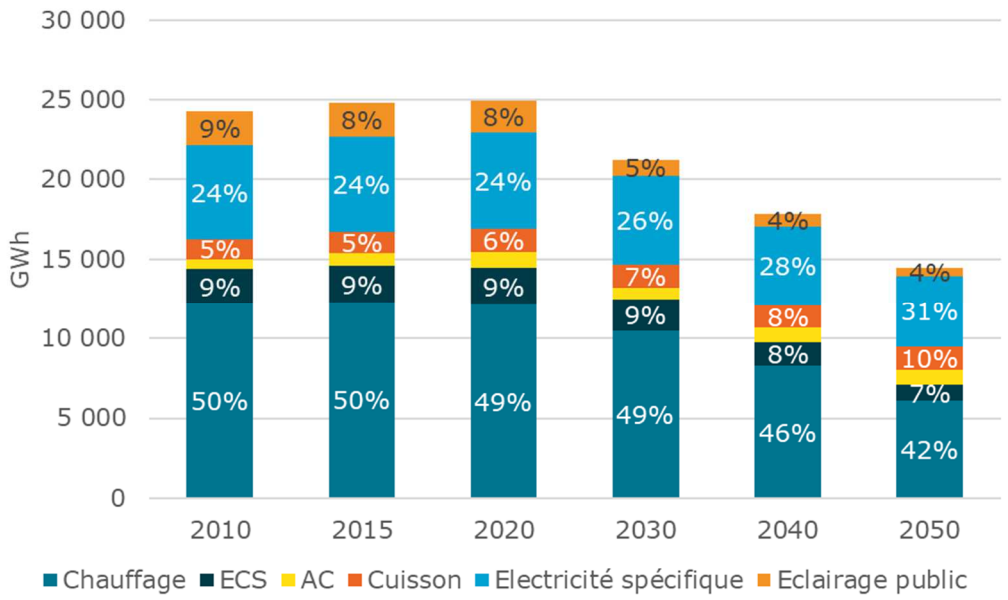


Figure 37 : Consommation d'énergie finale du tertiaire par usage selon le scénario autonomie faible (GWh)

La consommation d'énergie finale du résidentiel est réduite de 40 % en 2050 par rapport à 2010 dans le scénario optimisé du fait de la réduction des surfaces moyennes par logement (-8 % en 2050 d'après le SRADDT Nord-Pas-de-Calais), contre 36 % dans les scénarios autonomie faible et autonomie forte.

Le levier de sobriété contribue à près de 20 % de la réduction de la demande du résidentiel dans le scénario optimisé entre 2010 et 2050.

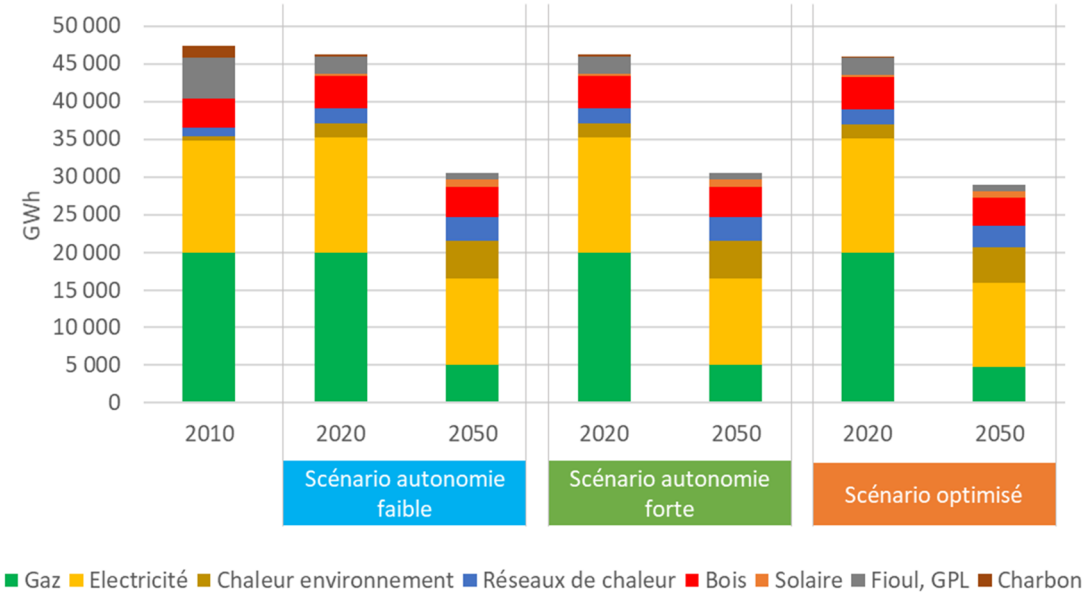


Figure 38 : Consommation d'énergie finale du résidentiel selon les trois scénarios (GWh)

Grâce à la réduction des surfaces tertiaires dès 2020 (-10 % en 2050 par rapport à 2020 selon le SRADDT Nord-Pas-de-Calais), le scénario optimisé permet d'atteindre une réduction de 45 % de la consommation d'énergie finale du tertiaire par rapport à 2010 (contre 40 % dans le scénario autonomie faible), soit une consommation d'énergie finale d'environ 13 TWh en 2050.

Dans le scénario optimisé, le levier de sobriété constitue 8 % des efforts de réduction de la demande du tertiaire entre 2010 et 2050.

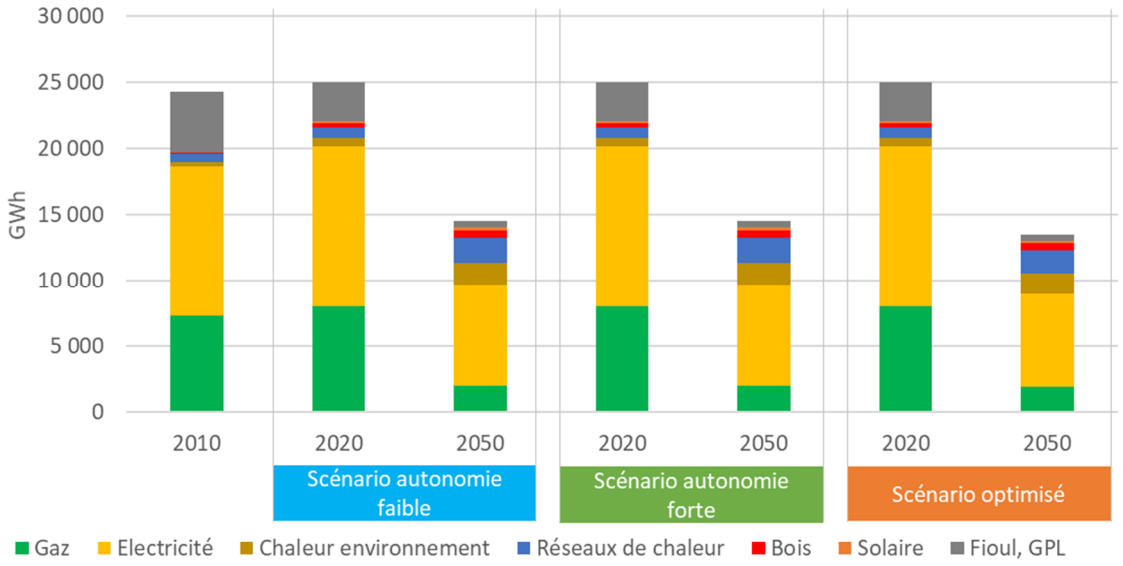


Figure 39 : Consommation d'énergie finale du tertiaire selon les trois scénarios (GWh)

3.4.3. Hypothèses détaillées

3.4.3.1. Situation actuelle

La consommation d'énergie finale du résidentiel est dominée par l'usage thermique (chauffage et ECS) dont la part est estimée à 80 % en 2015.

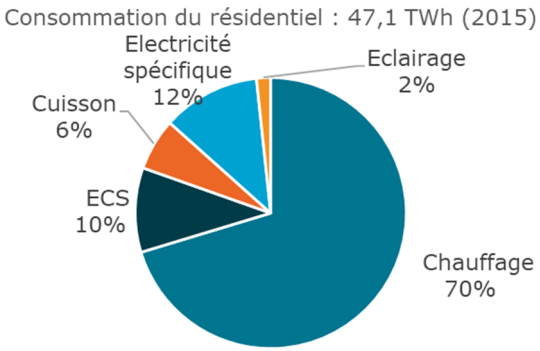


Figure 40 : Répartition de la consommation d'énergie finale du résidentiel par usage

L'usage thermique (chauffage et ECS) domine également dans la consommation d'énergie finale du tertiaire (59 %) mais l'électricité spécifique représente aussi une part importante.

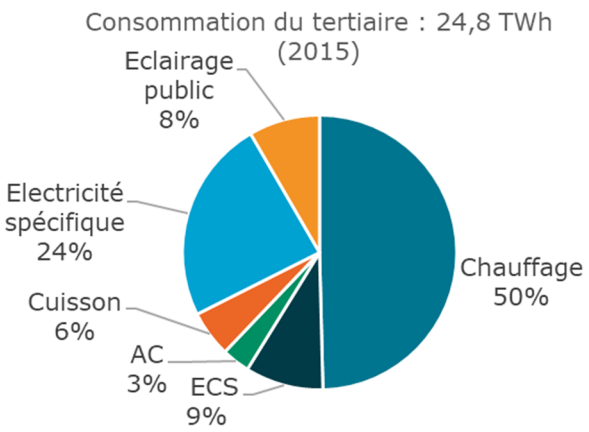


Figure 41 : Répartition de la consommation d'énergie finale du tertiaire par usage

3.4.3.2. Scénario autonomie faible

3.4.3.2.1. Résidentiel

- Parc de logements

Les hypothèses relatives à l'évolution du nombre de logements, aux constructions annuelles et à la répartition entre maisons individuelles et logements collectifs sont issues des exercices régionaux de planification : SRCAE Picardie, SRCAE Nord-Pas-de-Calais et SRADDT Nord-Pas-de-Calais.

A l'horizon 2050, les Hauts-de-France compteraient 3 millions de logements.

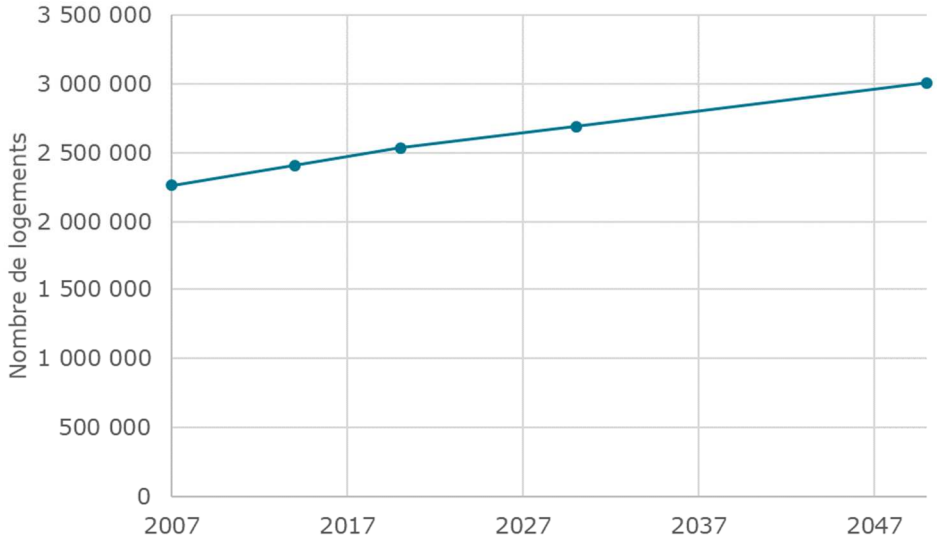


Figure 42 : Parc de logements selon le scénario autonomie faible

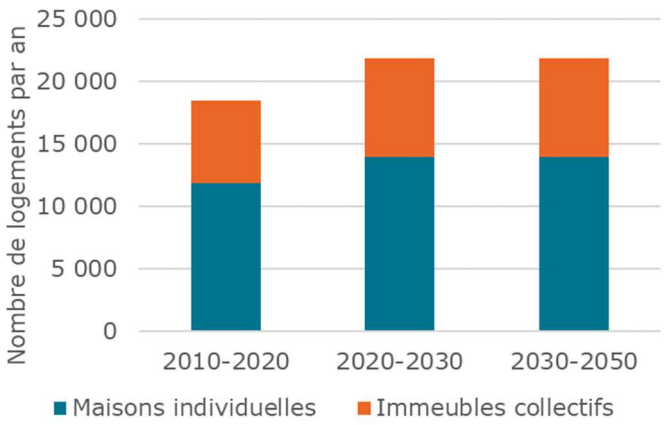


Figure 43 : Rythme annuel de construction de logements selon le scénario autonomie faible

Par ailleurs, les surfaces moyennes des logements neufs sont supposées constantes dans le scénario autonomie faible : 110 m²/logement pour les maisons individuelles et 64 m²/logement pour les logements collectifs (source SRADDET aussi)[23].

- Performance thermique des logements

Les logements neufs ont une performance de niveau RT2012 jusqu'en 2021 (65 kWhep/m² usages règlementaires[24]). Dès 2022, date de livraison des premiers bâtiments soumis à la future RE2020, la performance des bâtiments neufs est supposée s'améliorer de 25 % par rapport au niveau de la RT2012 soit un niveau de 49 kWhep/m².

Concernant la rénovation des logements, l'hypothèse des schémas régionaux des deux ex-régions est maintenue : il s'agit de rénover l'ensemble du parc au niveau BBC (104 kWhep/m² tous usages confondus[25]) à l'horizon 2050. Pour atteindre cet objectif, les schémas régionaux prévoyaient un rythme de rénovation de 60 000 logements par an dès 2020. Selon le Bilan Bâtiment Durable de la CERC, le rythme annuel de rénovations performantes atteignait 24 700 logements en 2015, le nombre de rénovations BBC est donc estimé à environ 12 000 logements. Dans le scénario autonomie faible, la montée en puissance du rythme annuel de rénovation s'étend jusqu'en 2025. Après cette date, le volume des rénovations continue d'augmenter sous l'effet de processus d'industrialisation et de gains de productivité (hypothèse d'un maintien du volume d'emplois liés à la rénovation).

	2020	*2025*	*2050*
Ratio ETP/log rénové	*0.309*	*0.297*	*0.243*

Tableau 7 : Ratio équivalent temps plein par logement rénové utilisé par In Numeri dans l'étude emploi de la REV3

[23] Concernant les leviers de sobriété, la scénarisation ne prévoit pas par ailleurs de diminution de la température de consigne.
[24] La RT2012 impose un seuil de 50 kWhep/m2 tous usages règlementaires confondus modulo les coefficients de localisation géographique et d'altitude : pour la région Hauts-de-France, un coefficient de localisation géographique de 1,3 s'applique, soit 65 kWhep/m2.
[25] Le label BBC rénovation exige une performance thermique de 80 kWhep/m2, avec le coefficient de localisation de 1,3 on obtient 104 kWhep/m2.

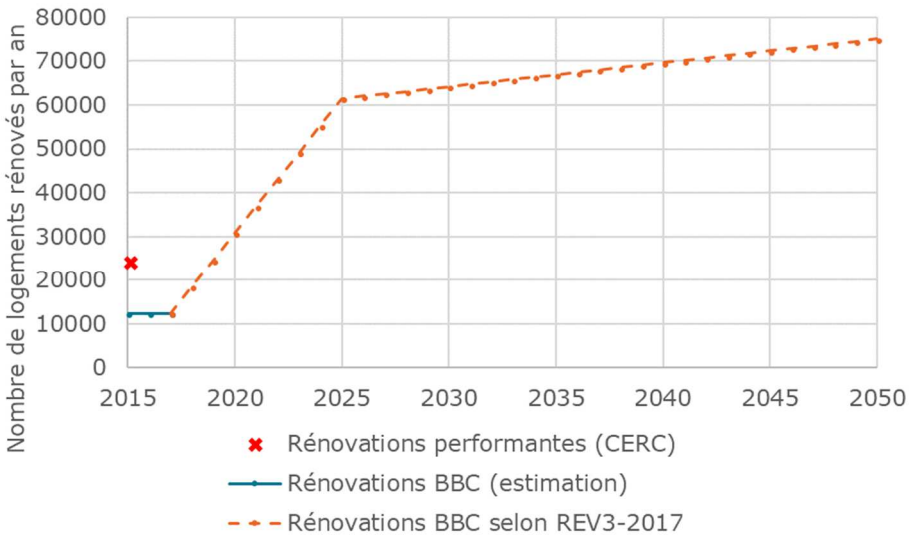


Figure 44 : Rythme annuel de rénovation de logements selon le scénario autonomie faible

Les objectifs sur la rénovation sont ambitieux, tant sur le niveau atteint que sur le rythme, ce qui nécessite des incitations fortes de la part des pouvoirs publics (que ce soit à l'échelle nationale et aussi régionale) mais aussi un accompagnement des particuliers dans leurs travaux de rénovation. Le non-respect de ces objectifs nuirait considérablement à l'atteinte des objectifs en termes de réduction de la demande dans le secteur des bâtiments (cf. conclusions de l'étude).

- Mix énergétique

Les parts de marché des systèmes de chauffage et d'ECS sont estimées pour l'existant et le neuf en sommant le SRCAE Picardie et le SRADDT Nord-Pas-de-Calais. La distinction entre pompes à chaleur aérothermiques et celles géothermiques est établie selon le gisement mobilisable pour la géothermie dans les bâtiments. Selon les experts de l'ADEME, un gisement de chaleur géothermique de l'ordre de 700 GWh/an est retenu pour l'ensemble des bâtiments à l'horizon 2050, dont 10 % correspond à des pompes à chaleur installés chez des particuliers[26] et 90 % à des installations collectives (boucles d'eau tempérée et réseaux techniques reliant des bâtiments).

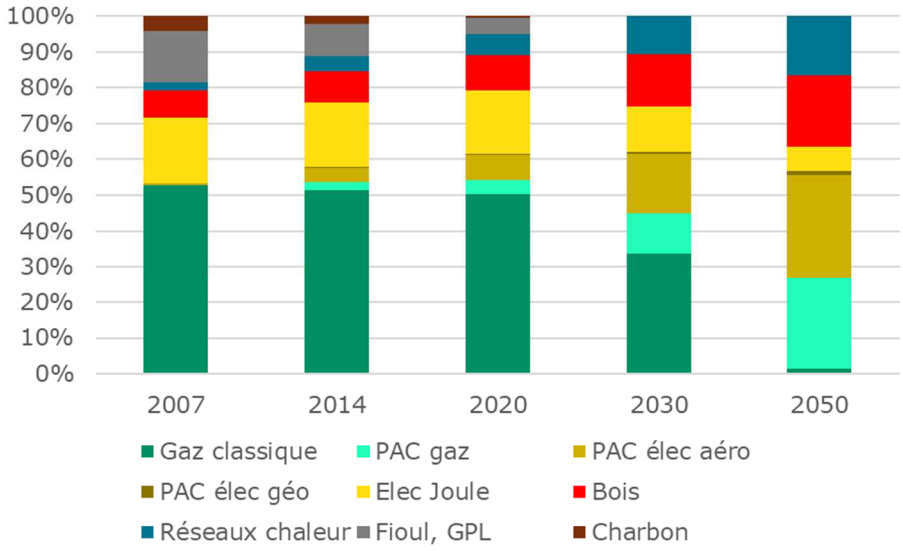


Figure 45 : Parts de marché des systèmes de chauffage dans le parc existant selon le scénario autonomie faible

[26] Les ventes de PAC géothermiques (sur sonde ou sur nappe aquifère) chez les particuliers étant en déclin ces dernières années, ce regain reste conditionné à une volonté politique (aide financière ou contrainte règlementaire sur la performance des équipements).

Les pompes à chaleur, qu'elles soient aérothermiques, géothermiques ou gaz, constituent quasiment 70 % des ventes de systèmes de chauffage dans le neuf.

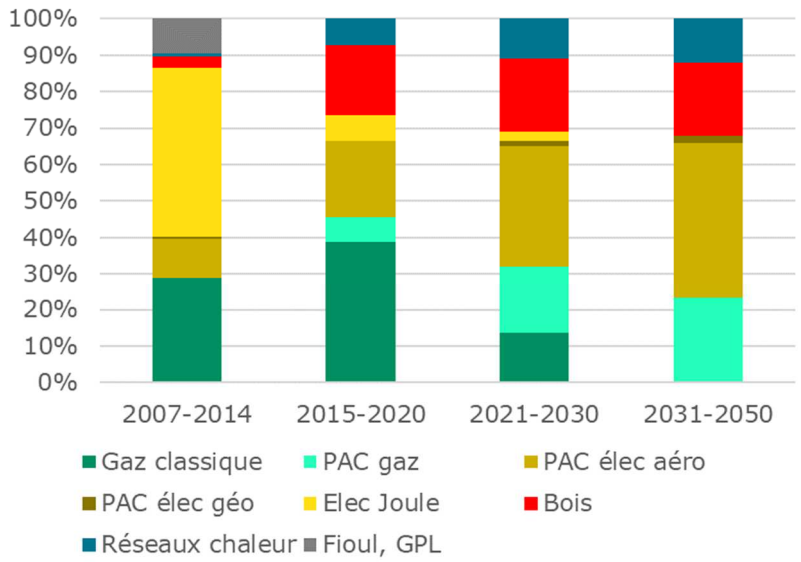


Figure 46 : Parts de marché des systèmes de chauffage dans le neuf selon le scénario autonomie faible

Pour l'ECS, les chauffe-eaux thermodynamiques, et le solaire thermique, pénètrent très largement dans le parc existant et la construction de logements neufs (notamment sous l'effet de la prochaine règlementation thermique impliquant le recours aux renouvelables sur site), au détriment des solutions gaz et tout électrique. Les logements connectés aux réseaux de chaleur (chauffage urbain) sont multipliés par 4.

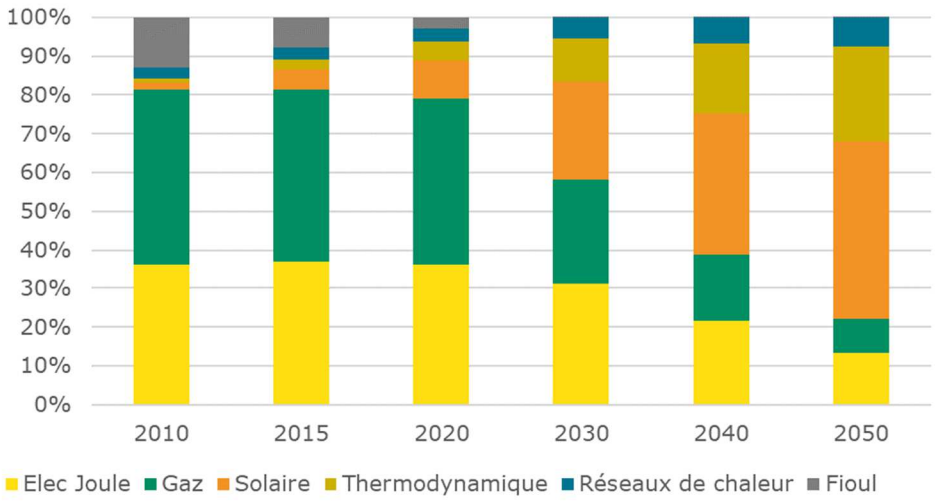


Figure 47 : Parts de marché des systèmes d'ECS dans le parc selon le scénario autonomie faible

3.4.3.2.2. Tertiaire

- Surface tertiaire

L'évolution de la surface tertiaire est reprise des SRCAE Picardie et Nord-Pas-de-Calais jusqu'en 2020. Au-delà, la surface tertiaire est maintenue constante (alors que le SRADDT Nord-Pas-de-Calais prévoyait une baisse de la surface tertiaire, hypothèse jugée trop ambitieuse pour le scénario autonomie faible)[27].

[27] Concernant les leviers de sobriété, la scénarisation ne prévoit pas par ailleurs de diminution de la température de consigne.

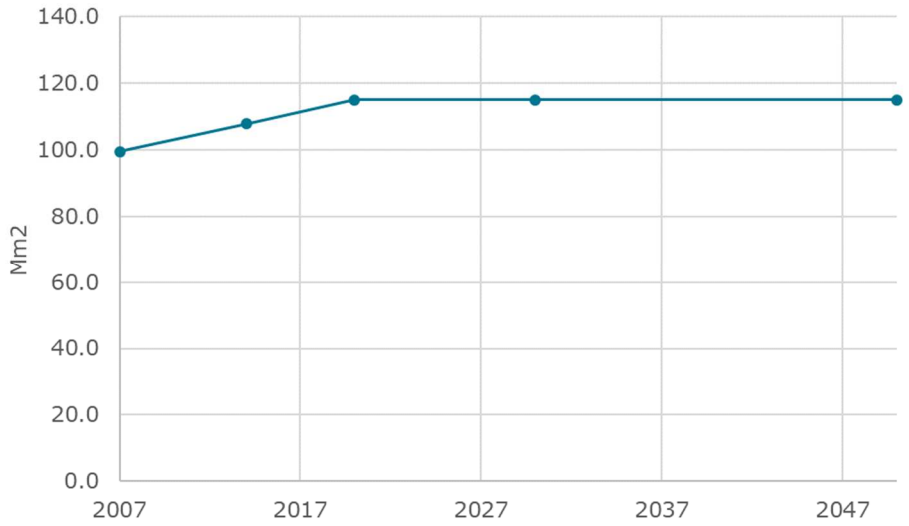


Figure 48 : Surface tertiaire selon le scénario autonomie faible

Cette évolution de la surface tertiaire se traduit par une baisse du volume de construction annuelle, malgré une hypothèse élevée du taux annuel de destruction (0,8 %/an entre 2020 et 2030 et 0,6 %/an après 2030)[28].

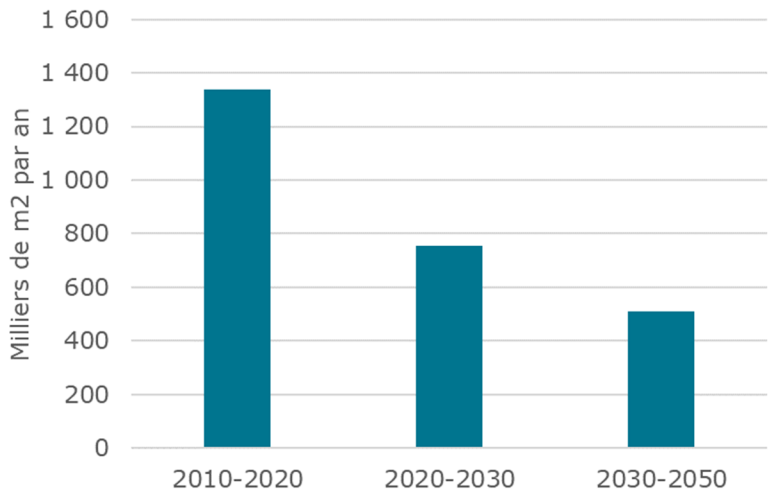


Figure 49 : Evolution de la surface tertiaire construite selon le scénario autonomie faible

- Performance thermique des bâtiments tertiaires

Comme pour les logements, les surfaces tertiaires neuves ont une performance de niveau RT2012 jusqu'en 2021 (65 kWhep/m^2 tous usages confondus). Dès 2022, date de livraison des premiers bâtiments soumis à la future RE2020, la performance des bâtiments neufs est améliorée de 25 % par rapport au niveau de la RT2012 soit un niveau de 49 kWhep/m^2.

Concernant la rénovation des surfaces tertiaires, l'hypothèse des schémas régionaux consistant à rénover l'ensemble du parc au niveau BBC[29] à l'horizon 2050 est maintenue. Néanmoins, comme pour les logements, le rythme annuel de rénovation progresse fortement jusqu'en 2025. Après cette date, le nombre d'emplois liés à la rénovation des bâtiments tertiaire est maintenu constant, ce qui se traduit par une légère augmentation du rythme annuel de rénovation sous l'effet des gains de productivité.

[28] Il s'agit d'hypothèses à dire d'experts pour assurer un minima de constructions neuves de bâtiments tertiaires.
[29] Pour les bâtiments tertiaires, le niveau BBC est défini par rapport à la situation de référence (-40 %). La cible peut varier très fortement selon la typologie du bâtiment. Néanmoins, pour faciliter la scénarisation, une valeur moyenne cible de l'ensemble du parc de 104 kWhep/m2 est retenue comme pour le résidentiel.

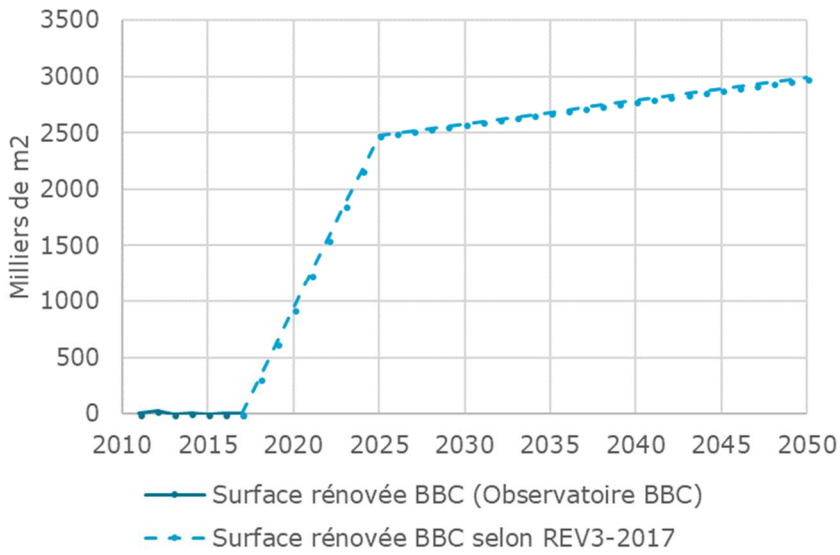


Figure 50 : Rythme annuel de rénovation de surface tertiaire selon le scénario autonomie faible

Comme pour le résidentiel, les objectifs sur la rénovation sont ambitieux tant sur le niveau à atteindre que sur le rythme. Au-delà de la nécessité de mettre en œuvre des politiques publiques en faveur de la rénovation, l'exemplarité du secteur public semble essentielle pour amorcer la rénovation des bâtiments tertiaires. L'atteinte de ces objectifs est primordiale pour atteindre la réduction de la demande d'énergie dans le bâtiment (cf. conclusions de l'étude).

- Mix énergétique

Les parts de marché des systèmes de chauffage sont estimées pour l'existant et le neuf en s'appuyant sur le SRCAE Picardie et le SRADDT Nord-Pas-de-Calais. Comme pour les logements, la distinction entre pompes à chaleur aérothermiques et celles géothermiques est établie selon le gisement mobilisable pour la géothermie dans les bâtiments d'après les experts de l'ADEME (cf. partie sur le mix énergétique du résidentiel).

Les réseaux de chaleur et les pompes à chaleur géothermiques, qui constituent des solutions particulièrement intéressantes pour le tertiaire, se développent plus amplement que dans le résidentiel.

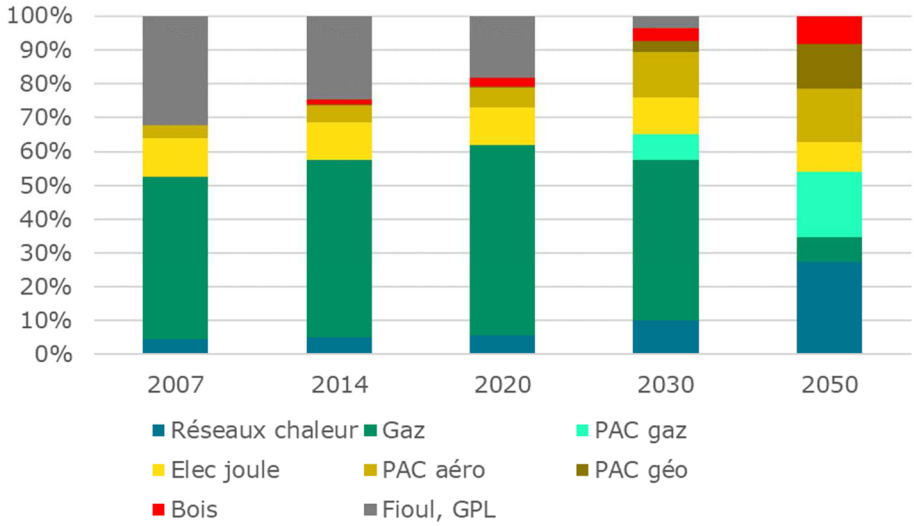


Figure 51 : Parts de marché des systèmes de chauffage dans l'existant selon le scénario autonomie faible

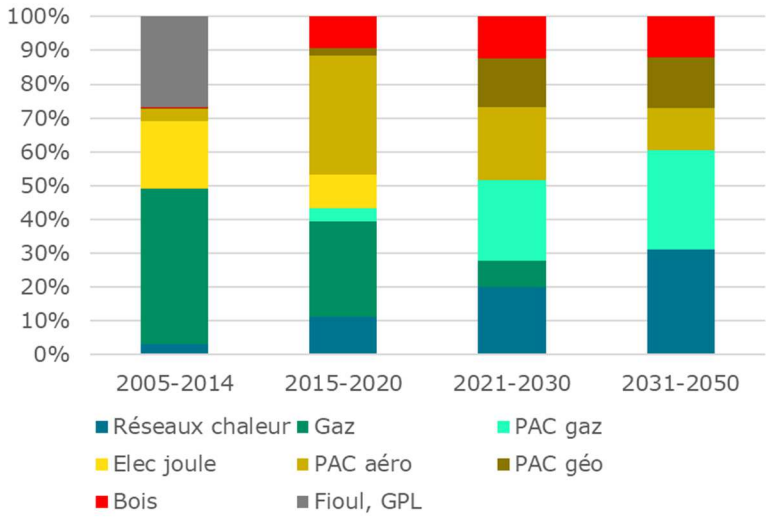


Figure 52 : Parts de marché des systèmes de chauffage dans le neuf selon le scénario autonomie faible

A défaut d'hypothèses régionales sur l'évolution des parts de marché des systèmes d'ECS dans le tertiaire, nous reprenons les hypothèses du résidentiel : forte pénétration des chauffe-eaux thermodynamiques et du solaire thermique

3.4.3.3. Scénario autonomie forte

Les hypothèses du scénario autonomie forte sont strictement identiques à celles du scénario autonomie faible.

3.4.3.4. Scénario optimisé

3.4.3.4.1. Résidentiel

Le scénario optimisé se distingue des deux premiers scénarios sur les hypothèses d'évolution des surfaces moyennes des logements neufs et existants. Dans ce scénario une hypothèse plus ambitieuse de réduction des besoins est retenue : une baisse de 8 % des surfaces moyennes des logements est retenue, telle que proposée dans le SRADDT Nord-Pas-de-Calais.

La surface des maisons individuelles passe de 110 à 101 m^2/logement tandis que celle des logements collectifs de 65 à 60 m^2/logement.

Cette hypothèse intègre la réduction de la taille des ménages, concomitante au vieillissement de la population et le développement d'espaces mutualisés (garage à vélo, buanderie, salle de réception, chambre d'appoint, etc.).

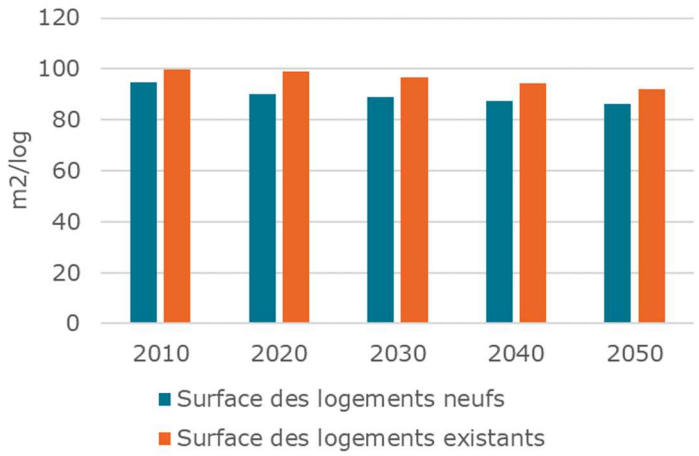


Figure 53 : Surfaces moyennes des logements dans le scénario optimisé

Cette hypothèse supplémentaire permet de réduire la consommation d'énergie finale du résidentiel de 1,5 TWh en 2050 par rapport aux scénario autonomie faible et autonomie forte.

3.4.3.4.2. Tertiaire

Le scénario optimisé considère par ailleurs une baisse des surfaces tertiaires à partir de 2020 comme prévu par le SRADDT Nord-Pas-de-Calais, tandis que les deux premiers scénarios maintiennent la surface tertiaire totale constante.

Tel que mentionné dans le SRADDT Nord-Pas-de-Calais, cette réduction des surfaces est obtenue via la reconversion d'une partie du patrimoine public (en espaces de co-working, de loisirs, etc.) et certaines fermetures des centres commerciaux de périphérie (dans une logique de relocalisation), les nouveaux modes de consommation et distribution basés sur le e-commerce étant aussi susceptibles d'aller en ce sens.

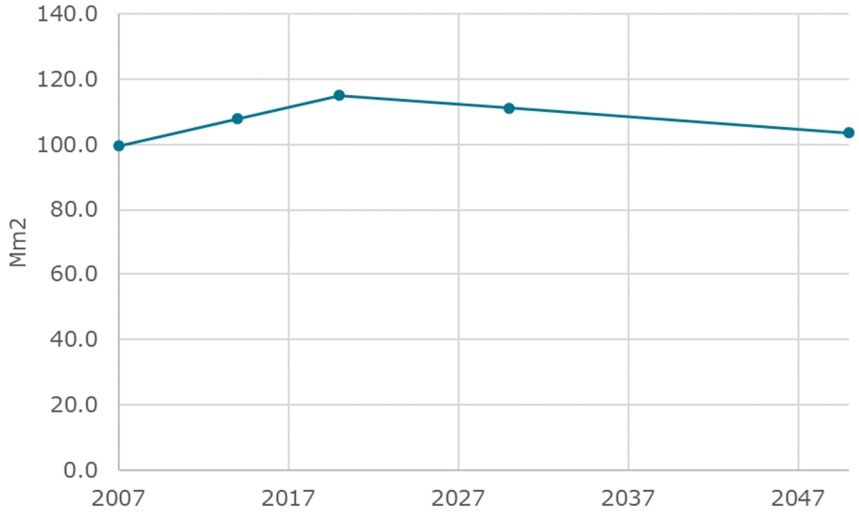


Figure 54 : Surface tertiaire selon le scénario optimisé

La réduction du parc de bâtiments tertiaires implique une forte baisse des constructions annuelles (127 000 m² sur 2030-2050 dans le scénario optimisé contre 511 000 m² dans le scénario autonomie faible).

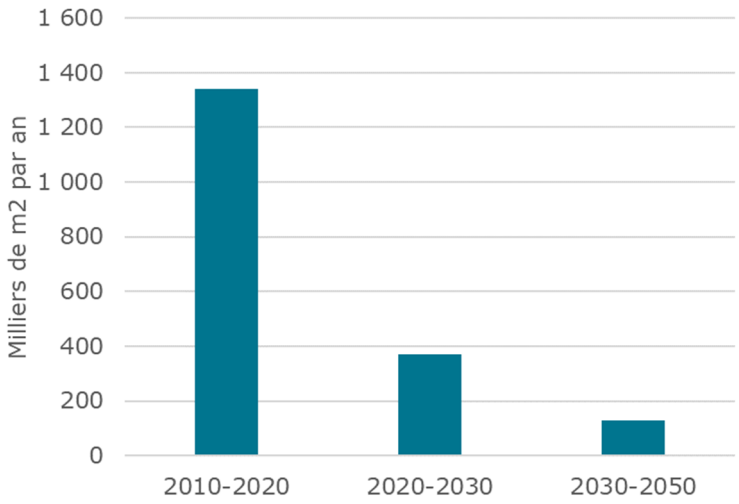


Figure 55 : Rythme annuel de surface tertiaire construite selon le scénario optimisé

Ainsi, le scénario optimisé permet d'atteindre une baisse de 1 TWh en 2050 par rapport aux scénarios autonomie faible et autonomie forte.

3.5. Agriculture

3.5.1. Situation actuelle

La consommation énergétique du secteur agricole représente 2 % de la consommation d'énergie finale des Hauts-de-France en 2015. Les produits pétroliers représentent 71 % de cette consommation.

Les consommations se répartissent entre 20 % pour les bâtiments et 80 % pour les engins et machines.

3.5.2. Scénario autonomie faible

Le scénario autonomie faible prévoit une baisse de 59 % de la consommation en 2050 par rapport à 2007, grâce aux gains d'efficacité énergétique sur les bâtiments et les équipements agricoles (hypothèse issue des SRCAE Nord-Pas-de-Calais et Picardie), soit une consommation d'énergie finale de 1,5 TWh en 2050. D'après le SRCAE Picardie, les gains d'efficacité énergétique sont obtenus grâce à un meilleur réglage des tracteurs, une meilleure adaptation aux besoins (moins de sur-motorisation), une simplification des itinéraires culturaux (techniques de non-labour), la pénétration des Techniques Cultures Simplifiées, une meilleure isolation de l'enveloppe des bâtiments agricoles et une efficacité accrue des systèmes de chauffage et d'ECS (en cohérence avec les évolutions attendues dans le secteur des bâtiments).

Le scénario suppose également une pénétration du vecteur gaz (Visions ADEME) au détriment du pétrole qui sort quasiment du mix.

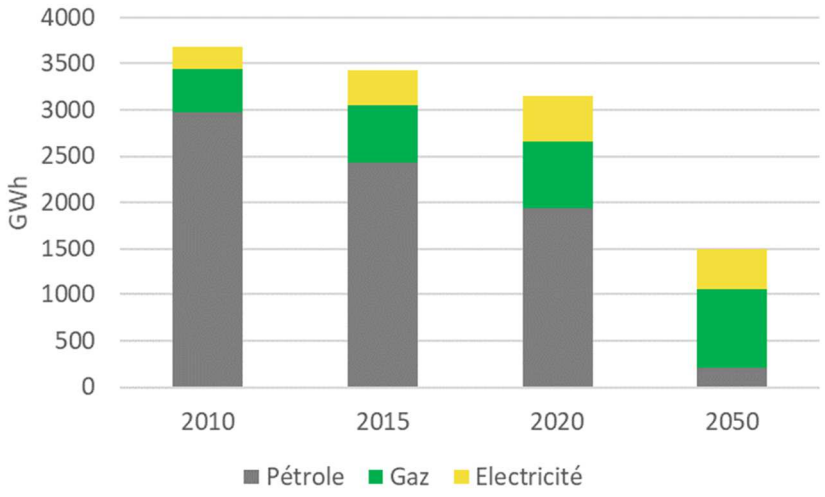


Figure 56 : Consommation d'énergie finale du secteur agricole selon le scénario autonomie faible

3.5.3. Scénario autonomie forte

Les hypothèses du scénario autonomie forte sont identiques à celles du scénario autonomie faible.

3.5.4. Scénario optimisé

Les hypothèses du scénario optimisé sont identiques à celles du scénario autonomie faible.

3.6. Résultats globaux

Les scénarios autonomie faible et autonomie forte (qui sont strictement identiques côté demande) permettent d'atteindre 44 % de réduction de la demande énergétique régionale en 2050 par rapport à 2010. Les retards pris depuis cinq ans sur la trajectoire de réduction des consommations expliquent pour partie ces économies moins importantes que dans le Master Plan initial (de l'ordre de 60 %).

Malgré des efforts dans l'industrie, la réduction de la demande finale industrielle est moindre relativement aux autres secteurs.

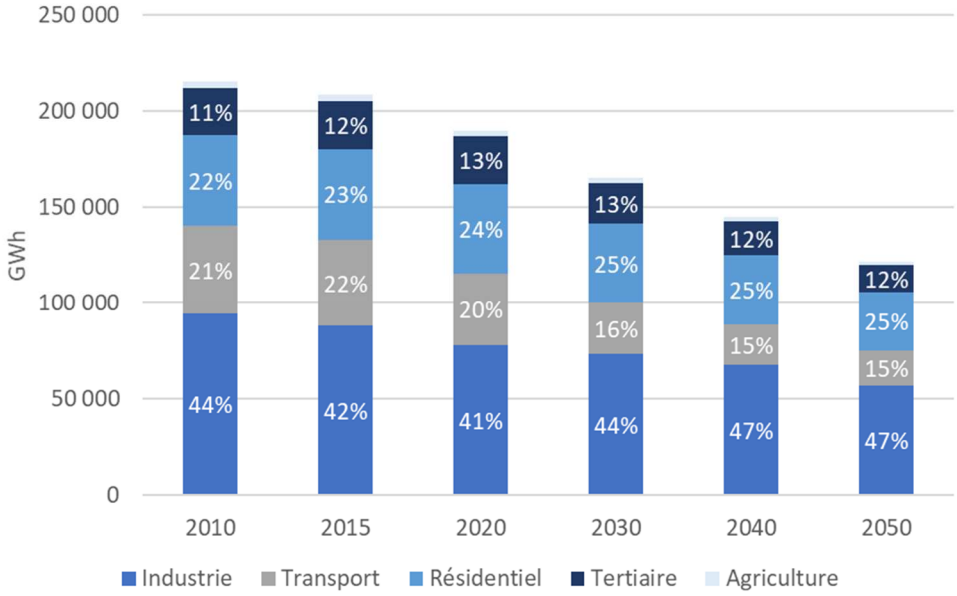


Figure 57 : Consommation d'énergie finale totale selon le scénario autonomie faible (GWh)

Le scénario optimisé permet d'atteindre 3 points supplémentaires de réduction de la demande, soit une baisse de 47 % à l'horizon 2050.

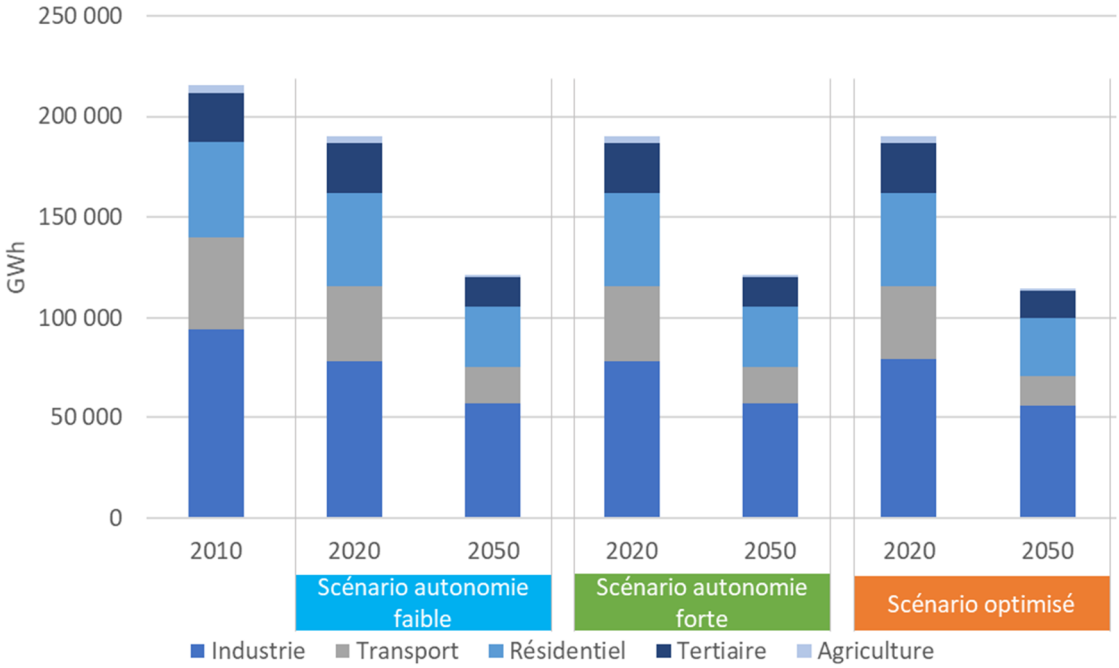


Figure 58 **: Consommation d'énergie finale totale selon les trois scénarios (GWh)**

La réduction de la consommation d'énergie finale entre 2010 et 2050 peut se décomposer en trois effets principaux : l'effet de l'**activité** mesurant l'impact de l'accroissement de l'activité (nombre de ménages, trafic de passagers, production industrielle, etc.) sur la consommation d'énergie, l'effet **sobriété** évaluant l'impact des changements de comportement, organisationnels et structurels, et enfin l'effet **technique** comprenant les progrès en termes d'efficacité énergétique mais aussi l'évolution du mix énergétique.

L'effet technique est de loin le principal contributeur à la réduction de la demande d'énergie entre 2010 et 2050 dans les trois scénarios (110 TWh environ). L'effet sobriété est deux fois plus important dans le scénario optimisé par rapport aux deux premiers scénarios.

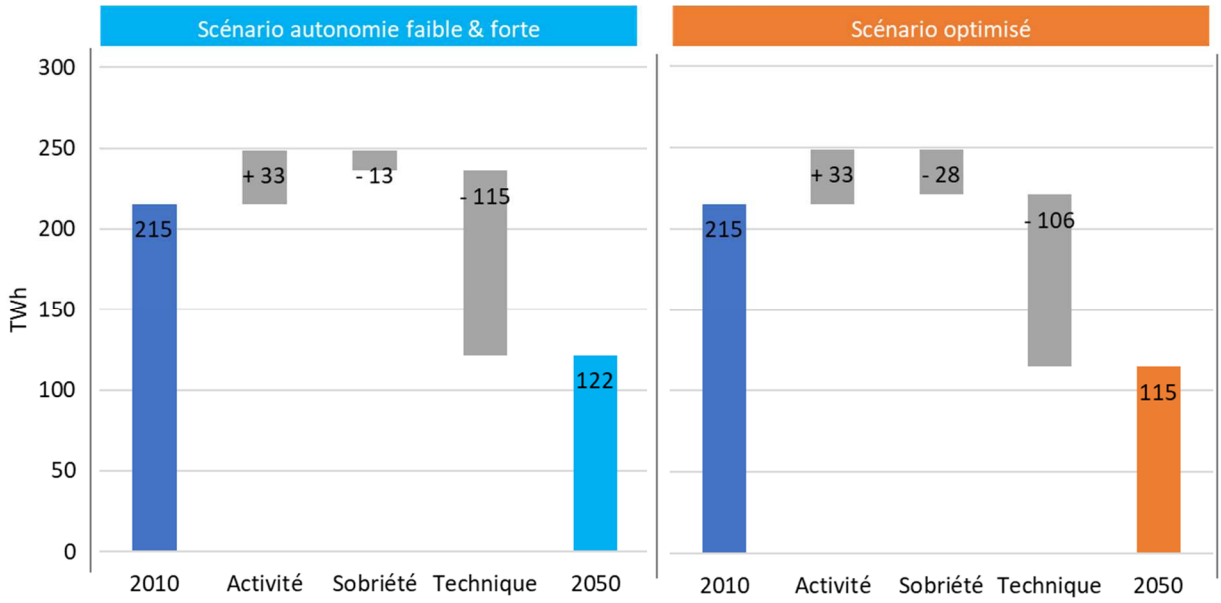


Figure 59 : Décomposition des gains de réduction de la demande d'énergie entre 2010 et 2050 pour les trois scénarios

4. Scénarisation de l'offre énergétique régionale

Energies renouvelables électriques

4.1. Eolien terrestre

Au 1er juillet 2017, 1 307 éoliennes étaient en production dans les parcs soumis à autorisation, pour une puissance totale s'élevant à 2 849 MW (et environ 3 300 MW début 2018). La puissance totale autorisée (et non abandonnée) atteignait 5 082 MW[30].

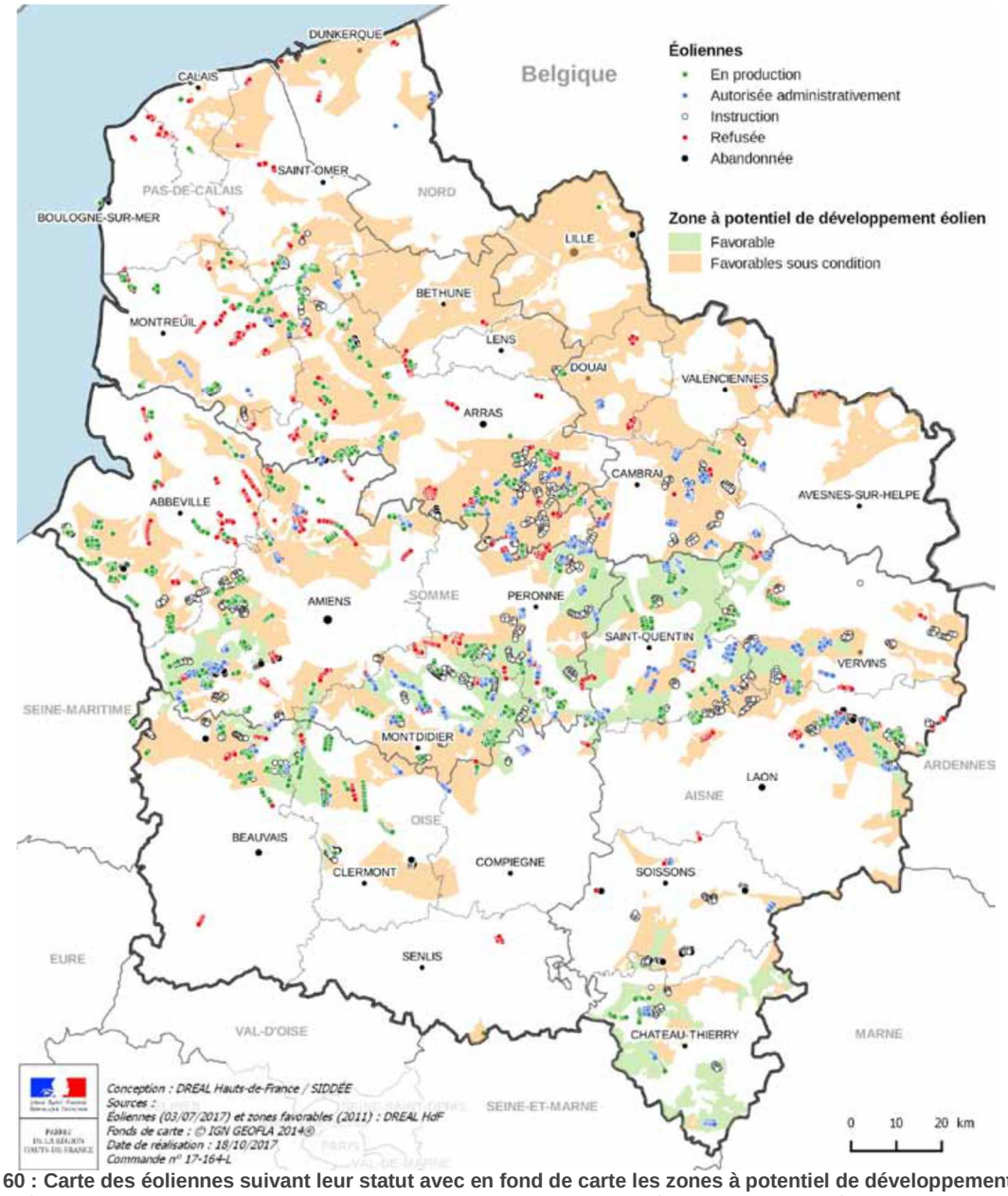


Figure 60 : Carte des éoliennes suivant leur statut avec en fond de carte les zones à potentiel de développement éolien identifiées par les anciens SRE, au 3 juillet 2017 – Source : Analyse du développement de l'éolien terrestre dans la région Hauts-de-France, DREAL Hauts-de-France, novembre 2017

[30] D'après Analyse du développement de l'éolien terrestre dans la région Hauts-de-France - Données arrêtées au 01/07/2017 – DREAL Hauts-de-France – Novembre 2017

Le facteur de charge de charge moyen annuel s'élève à 22,9 % sur la période 2015-2017[31] et la production annuelle atteint 5 709 GWh en 2017[32].

4.1.1. Synthèse des scénarios

Autonomie faible	Autonomie forte	Optimisé
Nouvelles installations		
Les projets déjà autorisés et la majorité des projets en file d'attente sont installés d'ici 2025 pour atteindre une puissance totale installée de 8 000 MW. Plus de nouveaux projets au-delà.	La forte dynamique actuelle perdure jusqu'en 2025 pour ensuite s'atténuer d'ici 2030. La puissance installée, hors repowering, atteint 9 000 MW en 2025 et 10 000 MW en 2030.	Le rythme est identique au scénario autonomie faible jusqu'en 2025, mais quelques parcs sont encore installés jusqu'en 2030 où on atteint une puissance de 9 000 GW
Renouvellement des installations existantes		
Les premières installations dont la durée de vie est estimée à 20 ans sont renouvelées, sans augmentation substantielle de la taille des machines (repowering) qui nécessiterait de nouvelles procédures d'instruction, mais avec une légère augmentation du rendement.	Le renouvellement des premiers parcs est réalisé avec une augmentation importante de la puissance des machines de 75 % en moyenne	Quelques parcs sont profondément renouvelés avec une augmentation importante de la puissance des machines tandis que pour d'autres un simple renouvellement est réalisé avec des machines plus modernes. En moyenne la puissance croît de 50 %.

4.1.2. Résultats

Quel que soit le scénario, la puissance maximale est atteinte vers 2035 lorsque toutes les anciennes machines dont la durée de vie est plus faible que les nouvelles, auront été renouvelées. Pour le scénario autonomie faible la puissance atteint 8 700 MW (18 300 GWh/an), 12 000 MW (25 300 GWh/an) pour le scénario autonomie forte, et 10 400 MW (21 800 GWh) pour le scénario optimisé.

[31] D'après données régionales RTE : https://opendata.rte-france.com/explore/dataset/fc_tc_region_annuel/
[32] D'après données régionales RTE : https://opendata.rte-france.com/explore/dataset/prod_region_annuelle_enr/?disjunctive.libelle_region

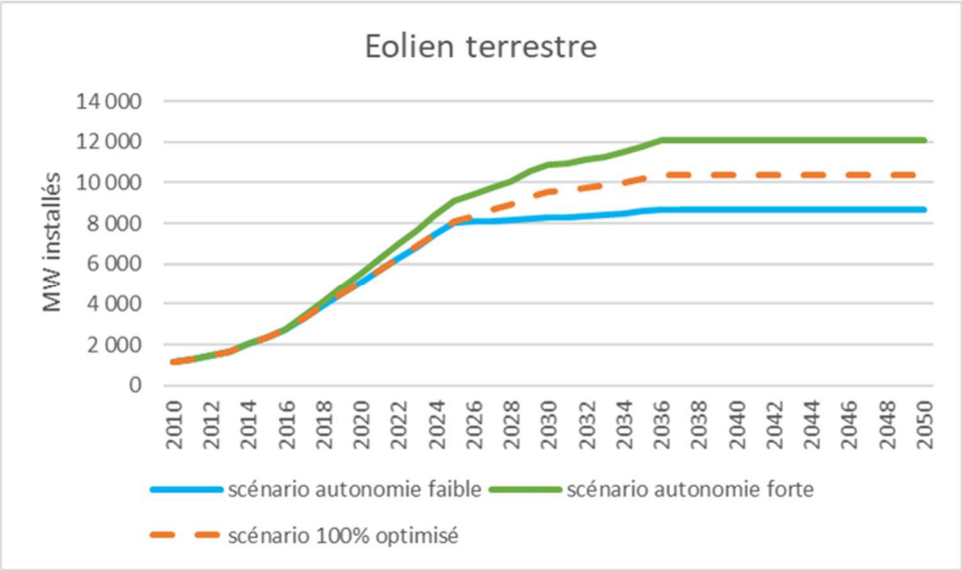


Figure 61 : Projection de la puissance éolienne terrestre installée pour les trois scénarios

Sur la base d'une puissance moyenne par mat comprise entre 3 et 4 MW (la puissance moyenne pour les dossiers en cours d'instruction est de 3,1 MW/mat) entre 3 000 et 3 300 machines seraient donc installées en 2050[33] selon le scénario.

4.1.3. Hypothèses détaillées

4.1.3.1. Scénario autonomie faible

Début 2018, environ 6 500 MW d'éoliens terrestres étaient autorisés dans les Hauts-de-France, dont 3 300 en production, faisant des Hauts-de-France la première région française sur ce plan. De nombreux autres projets ont été instruits par les services de l'Etat ou sont en cours d'instruction. Afin de permettre l'accueil de ces projets, le Préfet a demandé la révision du S3RENR pour intégrer une puissance complémentaire de 3 000 MW. Compte tenu de cette dynamique, la puissance prévisible installée en 2025 devrait atteindre entre 8 et 9 GW. Pour le scénario autonomie faible, la valeur basse de cette fourchette est retenue.

Les premiers parcs installés depuis le début des années 2000 ont une durée de vie prévisionnelle de l'ordre de 20 ans et devraient donc être renouvelés à partir de 2020-2025. Les perspectives concernant les conditions économiques et réglementaires de ces renouvellements ne sont cependant, à ce jour, pas clairement identifiées. Il est probable que les exploitants chercheront à allonger la durée de vie de leurs installations pour en maximiser la rentabilité. Les procédures administratives pour ces renouvellements, dont le cadre réglementaire est en cours de définition, feront certainement la distinction entre des renouvellements à taille sensiblement identique sans impact majeur, des modifications de parc substantielles qui nécessiteront de nouvelles procédures d'autorisation. La question de l'acceptabilité de machines de taille plus importante sera aussi un élément majeur conditionnant la faisabilité de ces renouvellements. Les machines installées aujourd'hui, dont la durée de vie est supérieure à 30 ans, n'atteindront pas le terme de leur durée de vie d'ici 2050. Leur renouvellement n'est donc pas considéré dans les présents scénarios.

Dans le scénario autonomie faible, il est considéré que les machines installées durant les 15 premières années après 2000, sont renouvelées avec un « équivalent » surpuissance de 25 %, intégrant à la fois une légère augmentation de la puissance et du facteur de charge annuel moyen, mais aussi une optimisation des caractéristiques des machines afin de pouvoir lisser la production selon des régimes de vents (ce qui peut conduire à limiter la production annuelle - cf. optimisation nationale de l'étude ADEME 100 % EnR électriques[34]).

[33] En comparaison, 1 307 éoliennes étaient en production à l'été 2017
[34] Un mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations. ADEME, Octobre 2015.

4.1.3.2. Scénario autonomie forte

La dynamique actuelle sur les nouvelles installations perdure, à un rythme cependant moins soutenu, après 2025 pendant encore 5 ans. Au-delà, la priorité est donnée au renouvellement des parcs existants et au développement du photovoltaïque dont la rentabilité s'est accrue.

Ce renouvellement concerne les mêmes installations que dans le scénario autonomie faible mais tous les parcs connaissent une forte augmentation de puissance lors de leur rééquipement avec une augmentation moyenne de la production de 75 %. On cherche ici à maximiser la production considérant que celle-ci peut être convertie en gaz, utilisé comme mode de stockage inter-saisonnier ou pour être potentiellement consommée via ce vecteur, sous forme d'H2 ou de CH4, injecté ou non dans le réseau de gaz (cf. 5.3 Stockage - pour le détail des équilibres et transformations entre vecteurs énergétiques), voire le cas échéant stocké sous d'autres formes.

4.1.3.3. Scénario optimisé

Ce scénario prévoit un développement intermédiaire par rapport aux deux autres. Pour les nouvelles installations, le rythme est identique au scénario autonomie faible mais en considérant que quelques nouveaux parcs sont mis en service au-delà de 2025. On aboutit au final à 9 000 MW en 2030.

De manière similaire, pour le rééquipement des parcs existants, une partie connait une forte augmentation de la puissance installée tandis que pour d'autres le renouvellement est réalisé avec des machines de puissance limitée afin d'augmenter l'acceptabilité et les investissements (nouvelles études, durée d'instruction, renforcement des raccordements existants limités, réutilisation des fondations…). Globalement la puissance est augmentée de 50 % sur les installations renouvelées.

4.2. Eolien offshore

4.2.1. Synthèse des scénarios

Autonomie faible	Autonomie forte	Optimisé
Nouvelles installations		
Le projet de Dunkerque de 500 MW est mis en service aux alentours de 2022 et un second parc offshore de la même puissance vers 2035.	La totalité des secteurs ne présentant pas de contraintes techniques ou environnementales est exploitée. La puissance à terme s'établie à 4 000 MW, installée progressivement par tranche de 500 MW.	Identique au scénario autonomie forte

4.2.2. Résultats

Le scénario autonomie faible conduit à une puissance installée de 1 000 MW (4 300 GWh/an) atteinte en 2035, les scénarios autonomie forte et optimisé à 4 000 MW (17 200 GWh/an) en 2050. Une partie de cette production est injectée sur le réseau électrique tandis qu'une autre permet de produire de l'hydrogène par électrolyse à des fins de stockage électrique et, excepté pour le scénario autonomie faible où la production limitée ne le justifie pas[35], afin de couvrir les besoins énergétiques via les vecteurs gaz H2 ou CH4.

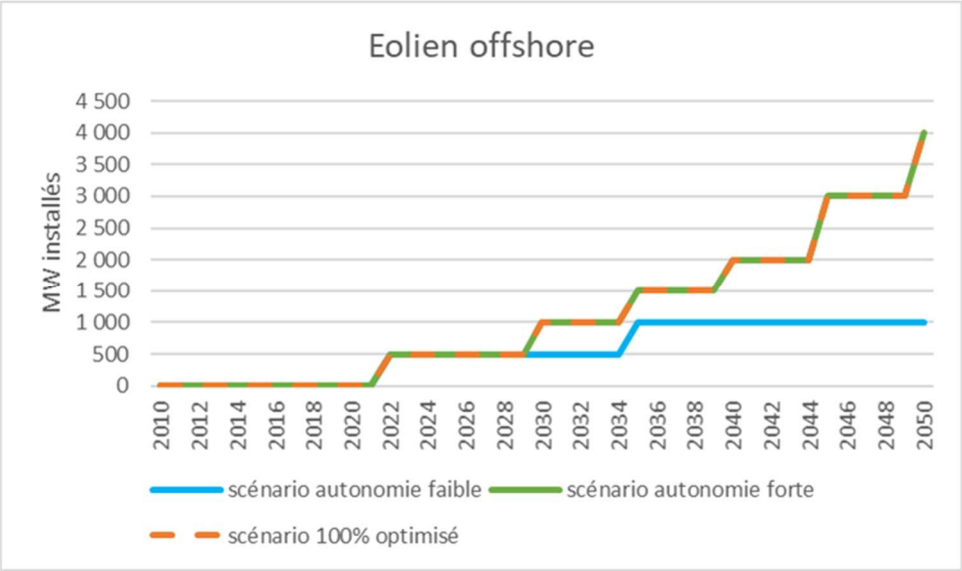


Figure 62 : Projection de la puissance éolienne offshore installée pour les trois scénarios

[35] De manière générale, la production d'électricité renouvelable est destinée préférentiellement à couvrir la demande annuelle sur ce vecteur, avec un stockage permettant d'assurer une couverture maximale des besoins saisonniers. De manière simplifiée pour cette première approche, seul le surplus global annuel (inexistant dans le cas du scénario autonomie faible) est considéré comme disponible pour être converti pour une valorisation finale sous la forme du vecteur gaz. Une utilisation différente de la production électrique pourrait être considérée, une partie étant systématiquement convertie en gaz (H2 dans les transports par exemple).

4.2.3. Hypothèses détaillées

Pour l'ensemble des scénarios, seule la production issue des parcs éoliens situés au large des côtes régionales est prise en compte (de même que pour toutes les productions d'énergie). Pour rappel, le scénario du SRADDT du Nord-Pas-de-Calais intégrait il y a cinq ans une « quote-part » de 3 400 MW correspondant à la production d'un parc éolien offshore international mutualisé situé en Mer du Nord. Au-delà de la question du périmètre régional, il est à ce stade d'autant plus cohérent de ne pas intégrer dans les scénarios, ce parc de 7 000 éoliennes (donc de plusieurs dizaines de GW) puisque la France n'est pas aujourd'hui impliquée dans ce projet porté par le Danemark, l'Allemagne et les Pays-Bas.

4.2.3.1. Scénario autonomie faible

Il est supposé que le projet de Dunkerque reste l'unique projet éolien offshore pendant une période relativement longue compte tenu des difficultés que connait cette filière pour émerger. A échéance de 15-20 ans, un second parc de même envergure voit le jour. Les contraintes et conditions d'acceptabilité limitent encore fortement le développement et aucun autre projet ne se concrétise d'ici 2050.

4.2.3.2. Scénario autonomie forte

Une fois la dynamique lancée avec le projet de Dunkerque, et compte tenu de la quasi-saturation du gisement éolien terrestre, les efforts se portent désormais sur l'offshore. Les études en cours pour évaluer le gisement régional en énergies marines identifient des zones sans contraintes rédhibitoires qui permettraient l'installation de 8 parcs de 500 MW. Les projets, de taille similaire à Dunkerque, s'enchaînent donc au rythme de 1 puis 2 parcs tous les 5 ans pour atteindre une puissance totale de 4 000 MW en 2050.

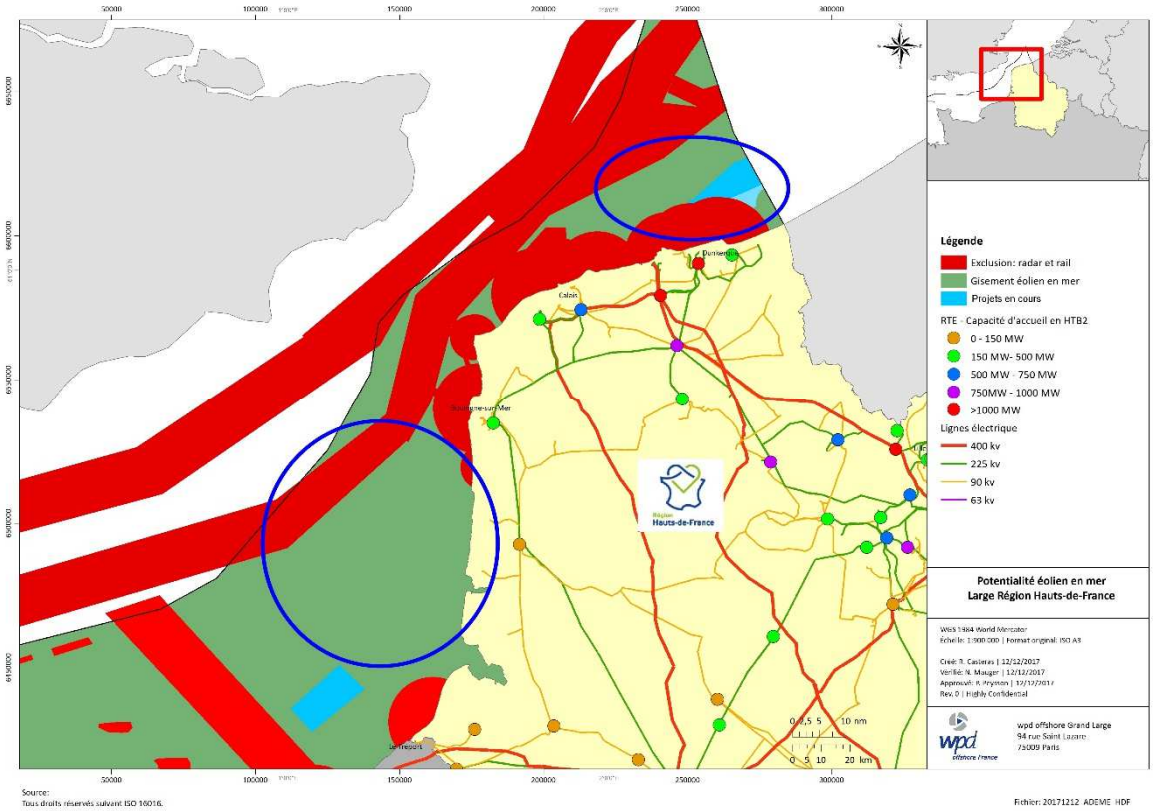


Figure 63 : Secteurs au large des côtes régionales potentiellement favorables à l'installation de parcs éoliens Offshore posés (source : wpd)

4.2.3.3. Scénario optimisé

Hypothèses de développement identiques au scénario autonomie forte considérant que la forte baisse des coûts de production et l'éloignement des zones de production devraient rendre plus intéressants économiquement des projets plus facilement acceptables par la population.

4.3. Autres énergies marines

En complément de l'éolien offshore, et en l'état actuel des connaissances et des perspectives d'évolutions technologiques, l'énergie issue des marées est aussi exploitable pour une production électrique en Hauts-de-France avec cependant de fortes incertitudes quant à la viabilité économique et environnementale des installations.

L'énergie marémotrice, exploitée en France à la Rance depuis 1966, est générée par la création d'une retenue de l'eau intégrant la zone de marnage avec turbinage de celle-ci durant le flot et le jusant. L'énergie hydrolienne est quant à elle récupérée par la mise en place de génératrices dans les courants de marée. Des technologies en développement permettent aussi d'exploiter l'énergie de la houle mais compte-tenu des caractéristiques du littoral régional, des états de mer et des contraintes environnementales ou d'exploitation actuelles, aucune visibilité apparente permet de considérer une valorisation de ce gisement dans les scénarios.

4.3.1. Synthèse des scénarios

Autonomie faible	Autonomie forte	Optimisé
Energie marémotrice		
Une « petite » centrale de 500 MW installée en 2035	Une installation majeure de 2000 MW (ou 2 moyennes) réalisée en 2030	Une installation moyenne de 1000 MW en 2035
Energie hydrolienne		
Pas de développement dans les Hauts-de-France	A partir de 2030 des parcs d'une puissance passant de 10 MW pour le premier à 40 MW sont installés tous les 3 ou 4 ans pour un total de 210 MW en 2050	A partir de 2035 quelques parcs de 20 à 30 MW sont installés tous les 5 ans pour un total de 100 MW en 2050

4.3.2. Résultats

Le scénario autonomie faible suppose une puissance installée de 500 MW en 2035 (soit 1 050 GWh/an avec un facteur de charge de 25 %, identique pour le marémoteur et l'hydrolien), le scénario autonomie forte vise plus de 2 200 MW en 2050 (4 700 GWh/an), dont la quasi-totalité est atteinte dès 2030 grâce à une unité marémotrice et le scénario optimisé 1 100 MW (2 320 GWh/an) atteint en grande partie en 2035. L'électricité produite est prioritairement injectée sur le réseau électrique du fait de la stabilité annuelle de la production qui permet d'assurer une base.

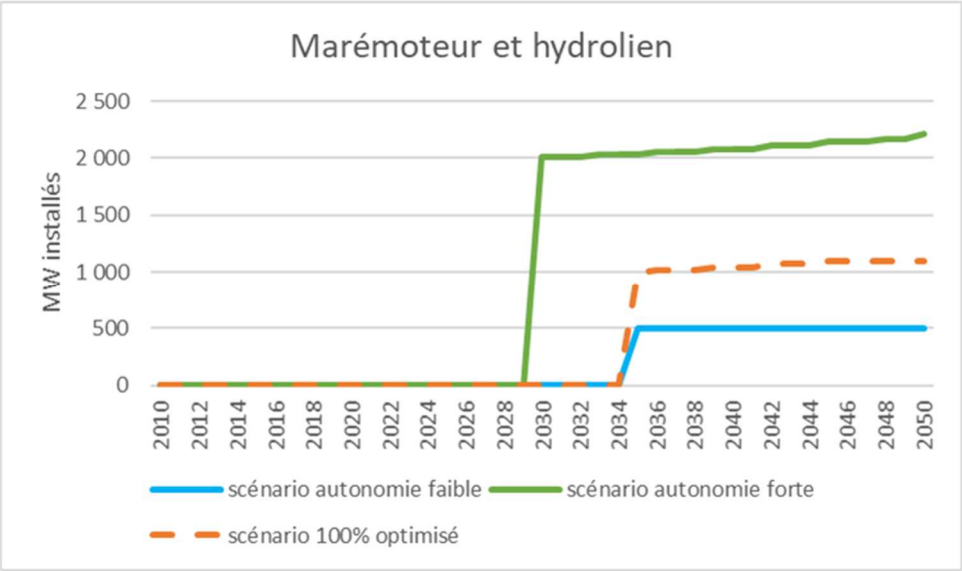


Figure 64 : Projection de la puissance marémotrice et hydrolienne installée pour les trois scénarios

4.3.3. Hypothèses détaillées

4.3.3.1. Scénario autonomie faible

Les usines marémotrices, similaires à celles de la Rance dans leur mode de fonctionnement, pourraient être mises en œuvre dans le cadre de la création de bassins lagunaires artificiels[36], permettant aussi la protection contre l'érosion côtière et la prévention des submersions marines. Il n'existe pas en effet en Hauts-de-France de bassins naturels qui permettent ce type d'installation. Ce gisement reste donc fortement conditionné à d'autres politiques régionales ayant trait à l'adaptation au changement climatique et l'évolution du trait de côte, à la prévention des risques mais aussi à la préservation de l'environnement, ces équipements pouvant avoir un rôle majeur. Dans le scénario autonomie faible il est quand-même supposé qu'une unité de 500 MW sera construite (pour mémoire, la puissance de l'usine de la Rance est de 240 MW) d'ici 2035.

Pour l'hydrolien, les turbines devraient rapidement atteindre un stade de rentabilité suffisant pour les sites bénéficiant des meilleures conditions. Dans les Hauts-de-France, un seul site, le cap Gris Nez, bénéficie de vitesses de courant (3 à 3,5 nœuds en vive-eau moyenne) et de conditions bathymétriques, qui pourraient rendre intéressante économiquement l'installation d'hydroliennes. L'exploitation de ce gisement n'est cependant pas retenue dans le scénario autonomie faible compte-tenu des incertitudes relatives à l'évolution de la rentabilité économique de ces installations.

[36] Le projet le plus avancé de création de lagon artificiel pour produire de l'énergie marémotrice, porté par Tidal Lagoon Power, se situe au Pays de Galles au large de Swansea (http://www.tidallagoonpower.com/).

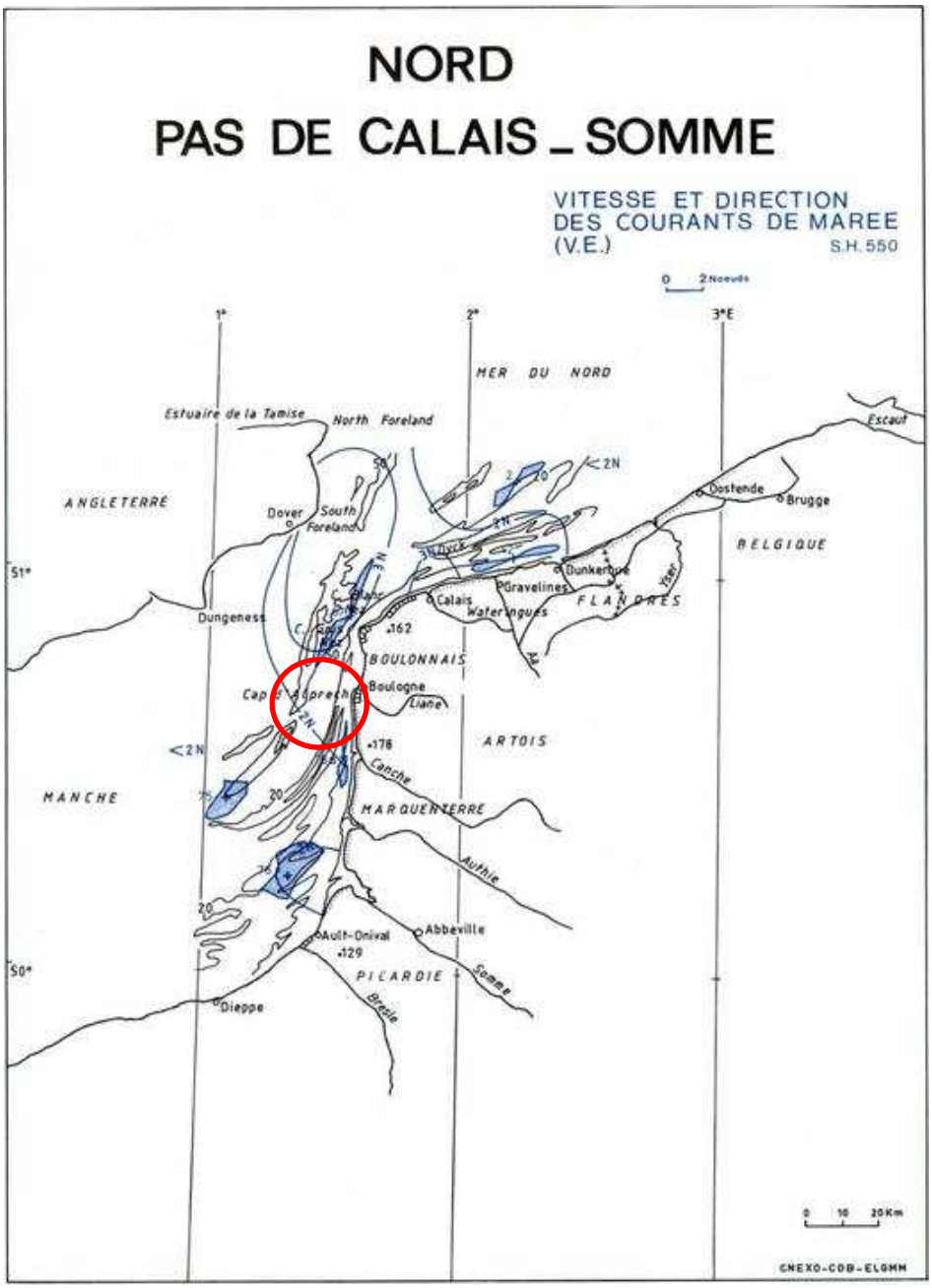


Figure 65 : Courantologie au large des côtes des Hauts-de-France (*source : IFREMER,* http://envlit.ifremer.fr/region/nord_pas_de_calais_picardie/milieu/courantologie)

4.3.3.2. Scénario autonomie forte

Tant pour les unités marémotrices que pour l'hydrolien, la valorisation des gisements identifiés est maximisée. L'hypothèse est particulièrement forte en ce qui concerne le marémoteur vu les incertitudes environnementales et les interactions avec les politiques évoquées précédemment.

4.3.3.3. Scénario optimisé

Les hypothèses de développement sont plus modestes : pour le marémoteur, la puissance totale est deux fois plus faible que dans le scénario autonomie forte et l'installation repoussée en 2035. Pour l'hydrolien, les seuils de rentabilité sont atteints plus tardivement et les premières installations apparaissent en 2035 à un rythme plus contenu.

4.4. Solaire Photovoltaïque - PV

La puissance installée en 2017 s'élève à environ 124 MW pour une production de 131,1 GWh[37] (facteur de charge 12,1 %[38] en 2017 et 11,8 % en moyenne sur la période 2014-2017). La croissance relative observée entre 2012 et 2015 n'est plus observée depuis 3 ans.

4.4.1. Synthèse des scénarios

Autonomie faible	Autonomie forte	Optimisé
Production totale		
Près de 12 GW en 2050 avec montée en puissance progressive jusqu'en 2025	Gisement maximum estimé (étude ADEME 100 % EnR électriques) correspondant à 34 GW en 2050	Scénario autonomie faible + 50 % soit près de 18 GW en 2050
dont centrales au sol		
En 2050, 2500 MW sont installés. Le rythme est ajusté pour prioriser les installations au sol en début de période, celles-ci représentant 50 % de la puissance installée en 2025	Le point 2050 est identique au scénario autonomie faible, mais le rythme d'installation est plus important pour atteindre 1/3 de la puissance totale (bien plus importante qu'en base) en 2025	Le point 2050 est identique au scénario autonomie faible, mais le rythme d'installation est plus important pour atteindre 50 % de la puissance totale (plus importante qu'en base) en 2025

4.4.2. Résultats

Les différents scénarios tablent tous sur une très forte pénétration du solaire photovoltaïque par rapport à l'état actuel mais variant tout de même dans des proportions allant du simple au triple. Il convient de rappeler que le solaire ne s'est pas développé à hauteur des objectifs en région (700 MW en 2020) mais qu'à l'échelle nationale, et internationale, les développements ont dépassé toutes les projections faites à la fin des années 2000, notamment en raison des baisses de coûts.

Les trois scénarios visent le même développement pour les centrales au sol en 2050 (2 500 MW) avec cependant une différence de rythme, ce gisement, économiquement plus rentable, étant exploité prioritairement dans les premières années. Les installations en toiture connaissent quant à elles un développement plus progressif jusqu'en 2025 où elles atteignent le rythme nécessaire à l'atteinte de l'objectif 2050.

Globalement, les productions relatives à chacun des trois scénarios autonomie faible, autonomie forte et optimisé s'élèvent respectivement en 2050 à 13 500 GWh/an, 39 000 GWh/an et 20 200 GWh/an.

Cette production, lorsqu'elle est excédentaire par rapport aux besoins, est prioritairement convertie pour un stockage long terme, sous forme gazeuse soit H2 voire méthane de synthèse, compte tenu de sa forte signature saisonnière.

[37] D'après données régionales RTE : https://opendata.rte-france.com/explore/dataset/prod_region_annuelle_enr/?disjunctive.libelle_region
[38] D'après données régionales RTE : https://opendata.rte-france.com/explore/dataset/fc_tc_region_annuel/

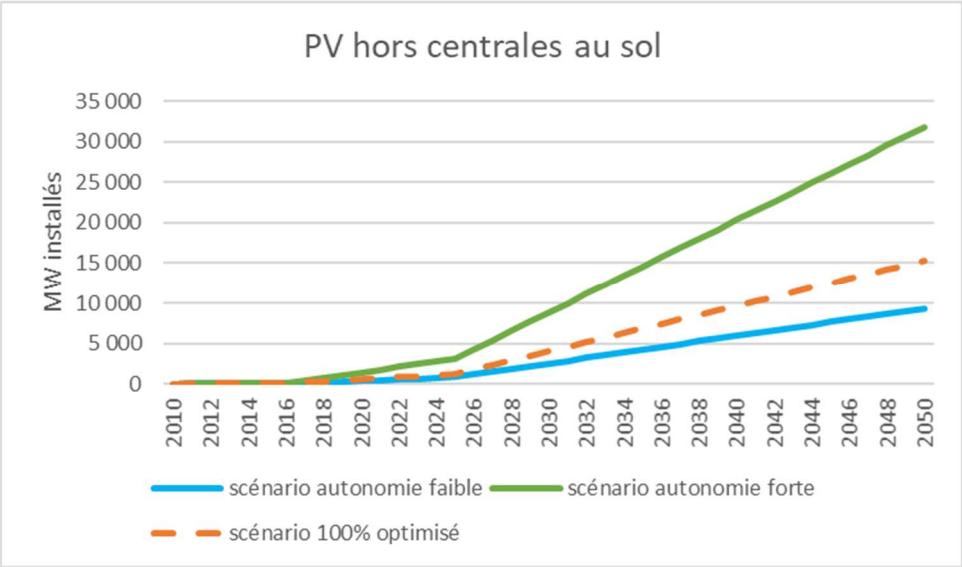


Figure 66 : Projection de la puissance photovoltaïque installée pour les trois scénarios hors centrales au sol

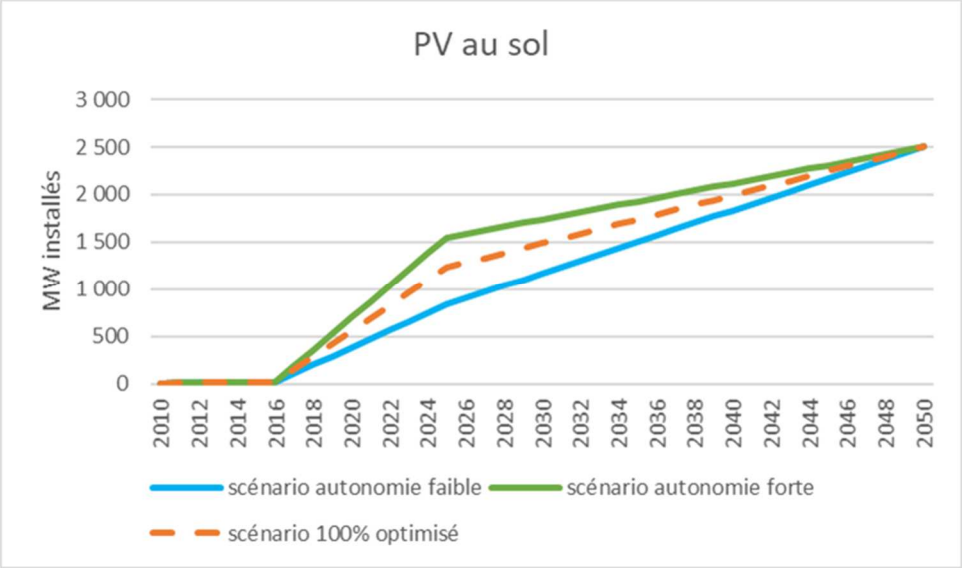


Figure 67 : Projection de la puissance photovoltaïque des centrales au sol installée pour les trois scénarios

4.4.3. Hypothèses détaillées

4.4.3.1. Scénario autonomie faible

Le photovoltaïque peine à se développer dans les Hauts-de-France mais la forte baisse des coûts que connait la filière devrait permettre de rendre cette énergie rapidement compétitive sur le territoire, notamment lorsque l'on observe les développements sous des latitudes plus septentrionales (Royaume-Uni, Allemagne).

Le Fraunhofer a établi un potentiel de 9 TWh pour le versant nord lors des travaux initiaux d'élaboration de la TRI. Nous considérons ici que l'objectif minimal pour le scénario autonomie faible est de viser cette valeur majorée de 50 % pour intégrer le potentiel de l'ex-Picardie, soit 13,5 TWh/an en 2050, correspondant à une puissance installée de 11,9 GW, considérant un facteur de charge de 13 % (amélioration de 2 points par rapport aux 11 % actuels grâce aux évolutions technologiques).

Par ailleurs, concernant les centrales au sol, avec un potentiel important lié aux friches, sites et sols pollués notamment[39], l'étude ADEME 100 % EnR électrique a établi un gisement de 2 500 MW pour la région qui est ici considéré comme totalement exploité dans tous les scénarios du fait de sa meilleure rentabilité économique. Le solde pour atteindre l'objectif global est produit principalement par des installations en toiture, d'habitations mais aussi installations industrielles et agricoles, et des équipements multifonction telles que des ombrières de parkings, des murs anti-bruit…

La puissance installée annuellement croît rapidement pour atteindre en 2025 une trajectoire compatible avec l'objectif fixé pour 2050. Les centrales au sol, plus rentables, représentent la moitié de la puissance installée en 2025, soit environ 850 MW.

4.4.3.2. Scénario autonomie forte

Une valorisation complète du gisement régional établi par l'étude ADEME 100 % EnR électriques à 34 GW est projetée, dont les 2,5 GW au sol déjà entièrement valorisés. Il ne s'agit donc pas ici de modifier l'usage des sols pour accroitre leur vocation énergétique mais d'augmenter fortement la valorisation de tous les espaces artificialisés qui se prêtent à l'installation de PV et en particulier les friches, toitures, certaines façades, les serres… Dans ce scénario, une évolution des coûts et/ou des conditions réglementaires est donc attendue, ce qui inciterait fortement au déploiement de cette technologie. Aucune évolution technologique différente du scénario autonomie faible n'est a priori considérée mais il parait cependant nécessaire pour atteindre une telle puissance installée que les ratios de production unitaire surfacique (Wc/m²) augmentent et que de nouveaux types d'intégration aux matériaux de construction se développent (par exemple intégration aux bardages, aux couvertures, aux vitrages). Les centrales au sol représentent le tiers de la puissance installée en 2025, soit 1 550 MW.

4.4.3.3. Scénario optimisé

La production du scénario autonomie faible est augmentée de 50 % et atteint près de 20 TWh, pour une puissance installée proche de 18 GW, soit environ la moitié du scénario autonomie forte. Les centrales au sol représentent la moitié de la puissance installée en 2025, soit environ 1 200 MW.

[39] A titre illustratif, plus de 4000 hectares de friches industrielles sont « disponibles » à l'échelle régionale, avec un accroissement de 70 hectares par an… dont 50 % des propriétaires sont publics.
Source : Les friches en Région Nord - Pas de Calais - Picardie, Etat des lieux préalable, DREAL, 2016.

4.5. Hydroélectricité

4.5.1. Synthèse des scénarios

Autonomie faible	Autonomie forte	Optimisé
Hypothèses identiques pour tous les scénarios, reprises directement des schémas régionaux et proposant une augmentation de la production, mais qui reste cependant marginale au regard des autres productions, et compte tenu du gisement très limité.		

4.5.2. Résultats

La production passe de 13 GWh/an (en 2015) à 94 GWh en 2050, soit une multiplication par 7.

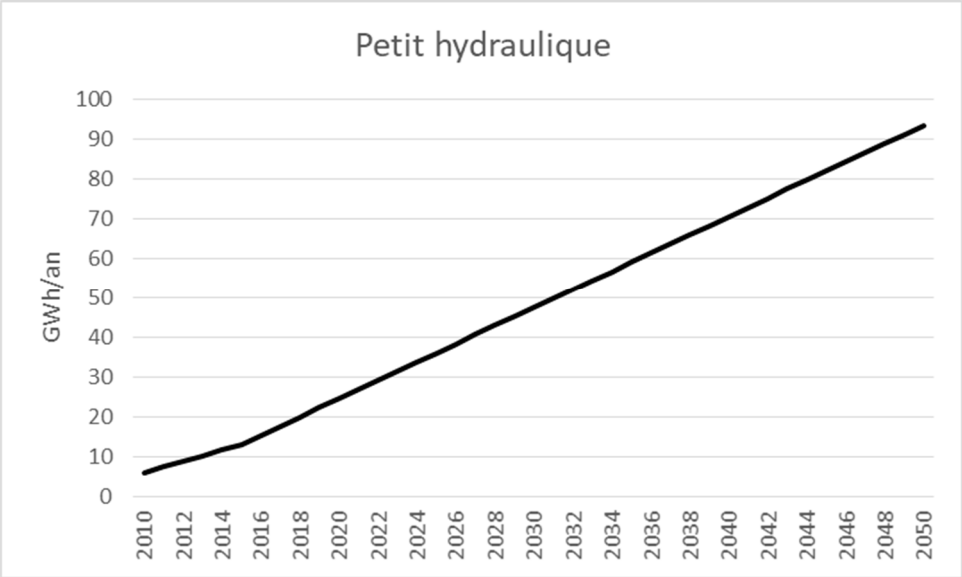


Figure 68 : Projection de la production hydraulique

4.5.3. Hypothèses détaillées

Compte-tenu du gisement très faible que représente le petit hydraulique au niveau régional (de l'ordre de 0,1 % de la consommation énergétique projetée en 2050), cette production n'a pas été plus investiguée. Les trois scénarios reprennent les hypothèses des SRCAE/SRADDT qui visent globalement au maintien à court terme de la production actuelle et à une croissance relative assez forte mais limitée en absolu par un gisement faible, consistant à rééquiper les ouvrages existants ou équiper les seuils qui pourraient l'être.

4.6. Méthanisation

4.6.1. Synthèse des scénarios

Autonomie faible	Autonomie forte	Optimisé
Valorisation de 95 % du gisement de substrats méthanisables identifié dans l'étude ADEME- GrDF - GRTGaz[40] 100 % gaz renouvelable, soit 15 390 GWh PCI, très majoritairement sous forme de biogaz injecté ou porté.		

4.6.2. Résultats

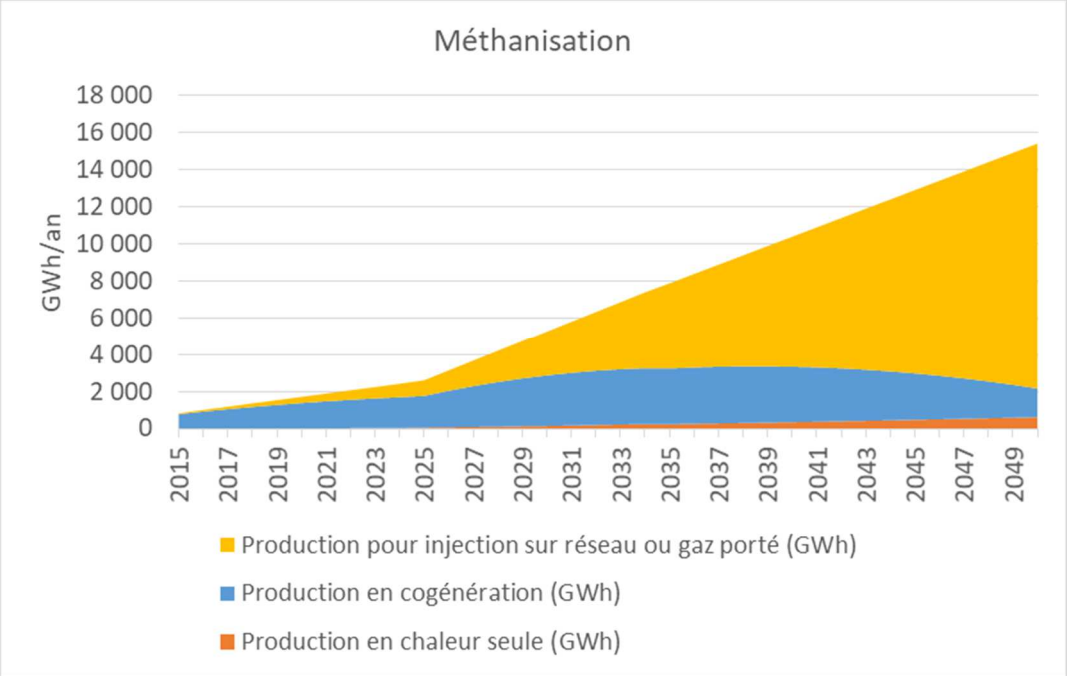


Figure 69 : Projection de la production en méthanisation en cogénération, chaleur seule et biogaz

4.6.3. Hypothèses détaillées

Le gisement de substrat méthanisable a été récemment réévalué dans le cadre de l'étude ADEME/GRT/GRdF 100 % Gaz renouvelable pour s'établir à environ 16 200 GWh PCI, une augmentation substantielle conditionnée à la mise en œuvre et la valorisation de cultures intermédiaires, en particulier d'été.

[40] http://www.ademe.fr/mix-gaz-100-renouvelable-2050

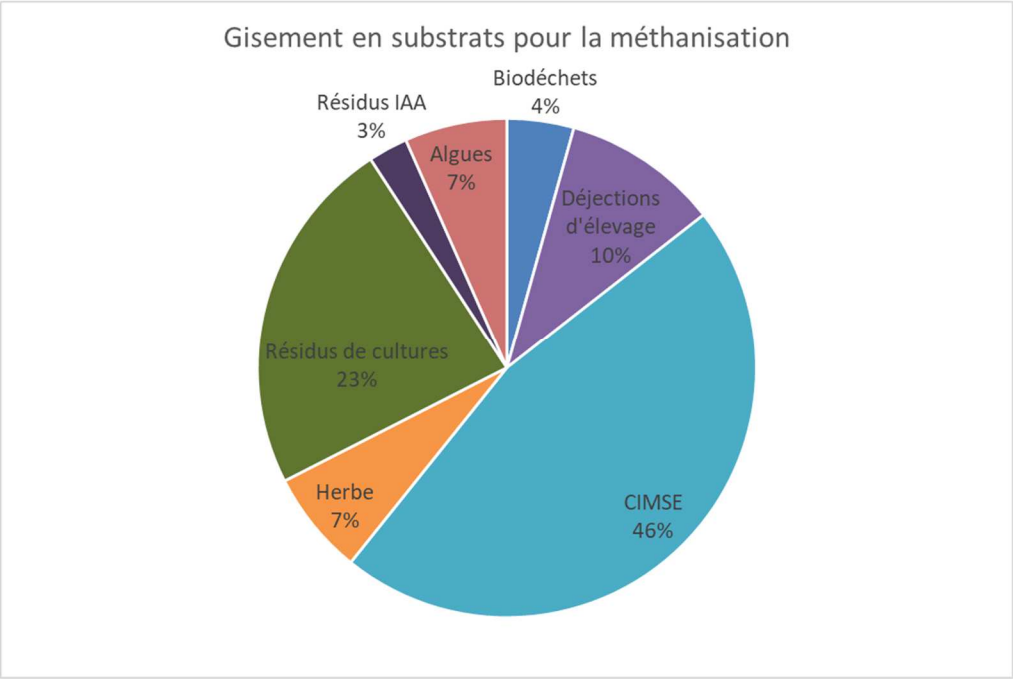


Figure 70 : Répartition des gisements pour la méthanisation d'après Etude 100 % gaz renouvelable réalisée par Solagro/AEC pour l'ADEME/GRTgaz/GRdF - janvier 2018

Il est considéré dans tous les scénarios que ce gisement est quasiment entièrement valorisé, à l'instar des résultats de l'étude précitée, et ceci de manière à maximiser l'utilisation de l'énergie produite via le vecteur gaz, qu'il soit injecté dans le réseau de transport/distribution national, dans de petits réseaux locaux, utilisé comme gaz carburant pour des flottes captives ou pour d'autres usages. Cette maximisation de la valorisation par le vecteur gaz permet d'optimiser le rendement énergétique global, de limiter la saisonnalité, en limitant les unités de cogénération aux seuls cas où la chaleur peut être valorisée de manière optimale. Par ailleurs, à l'échéance 2050, les scénarios autonomie forte et optimisé présentent des surplus d'électricité ce qui justifie d'autant plus de limiter l'usage de gisements pouvant être valorisés sous une autre forme. Les installations en cogénération sont jusqu'à présent très majoritaires mais les scénarios, compte tenu des politiques incitatives actuelles, prévoient une inversion rapide et un accroissement annuel de l'énergie valorisée sous forme de gaz supérieure à la valorisation via la cogénération dès 2021. Au-delà de 2035, une partie des installations en cogénération à renouveler se tourne vers l'injection ou le gaz porté. Au final, en 2050, le parc pourrait atteindre près de 600 unités d'injection, sur la base d'installations moyennes de 200 Nm3/h (avec bien entendu une grande diversité de tailles selon les contextes).

4.7. Solaire thermique

4.7.1. Synthèse des scénarios

Autonomie faible	Autonomie forte	Optimisé
Objectif de 3 000 GWh en 2050 (soit plus de 5 millions de m²) répartis de manière quasi-équivalente entre bâtiments, RCU & Industrie		

4.7.2. Résultats

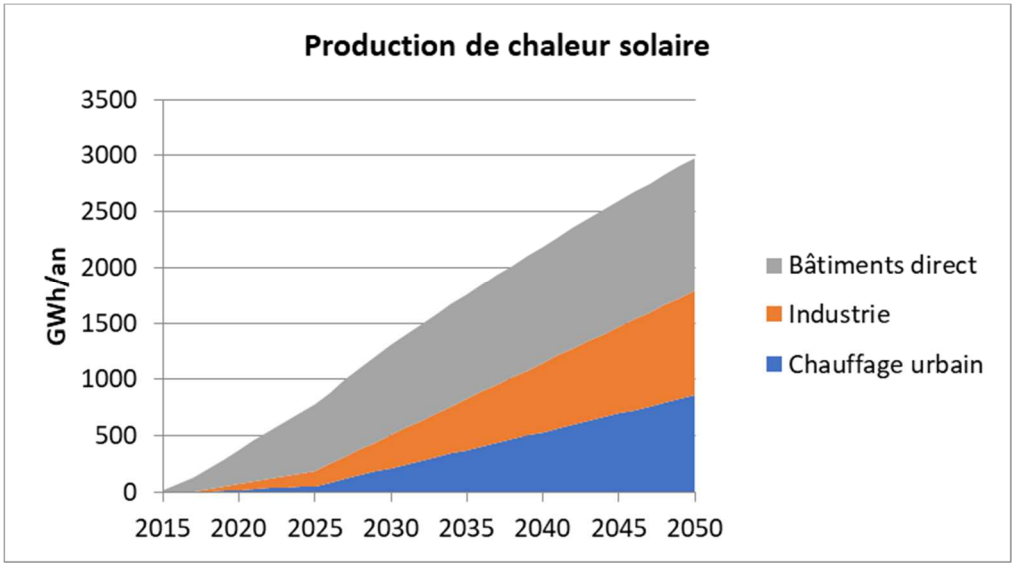


Figure 71 : Projection de production de chaleur solaire selon le mode de valorisation

4.7.3. Hypothèses détaillées

Les hypothèses de développement sont les mêmes pour les trois scénarios (la consommation moindre du scénario optimisé conduit à une production solaire thermique très légèrement plus faible), et globalement reprises des exercices régionaux.

Les installations alimentant directement la production eau-chaude sanitaire des logements représentent environ 2 millions de m² à horizon 2050 soit 1 m²/logement en moyenne hors RCU correspondant à un taux d'équipement d'environ 60 %.

Environ 10 % de la chaleur des RCU provient du solaire en 2050, soit environ 860 GWh, et 6 % des consommations de pétrole et gaz de l'industrie sont substituées par du solaire.

Le rythme actuel d'installation étant quasi nul, on considère une montée en puissance progressive : les objectifs 2020 pour l'injection de chaleur solaire sur les réseaux sont reportés en 2025 et le rythme pour l'industrie jusqu'en 2025 correspond à la moitié du rythme moyen nécessaire pour atteindre l'objectif 2050.

4.8. Bois énergie

4.8.1. Synthèse des scénarios

Autonomie faible	Autonomie forte	Optimisé
Le gisement maximal en bois-énergie, estimé à 11 500 GWh/an en 2050 (8 300 GWh consommés actuellement), est valorisé dans sa totalité dans les trois scénarios. Les modes de valorisation évoluent au cours de la période avec une priorité donnée à la production de chaleur puis, au fur et à mesure de la mobilisation du gisement disponible actuellement non exploité, à une pénétration importante de la gazéification.		

4.8.2. Résultats

Les résultats sont quasi-identiques dans les trois scénarios. La part valorisée en gazéification en 2050 est légèrement plus importante dans le scénario optimisé du fait de la réduction des consommations sectorielles qui libèrent de la ressource à hauteur de 350 GWh. La quantité de bois cogénérée évolue peu (de 1 000 à 1 200 GWh/an) tandis que la chaleur directe produite augmente légèrement dans un premier temps, avant de diminuer sous l'effet combiné de la réduction des besoins énergétiques des bâtiments et de l'amélioration des systèmes de chauffage. La chaleur bois injectée dans les réseaux de chaleur augmente fortement en début de période : dans un premier temps, les chaufferies bois produisant uniquement de la chaleur se développent, mais cette production décline avec la montée en puissance de la gazéification à partir de 2020. Elle permet de cogénérer de la chaleur injectée dans les RCU et du gaz, H2 ou CH4, potentiellement injecté dans le réseau de gaz (à hauteur de 6 % en équivalent énergétique sous la forme H2).

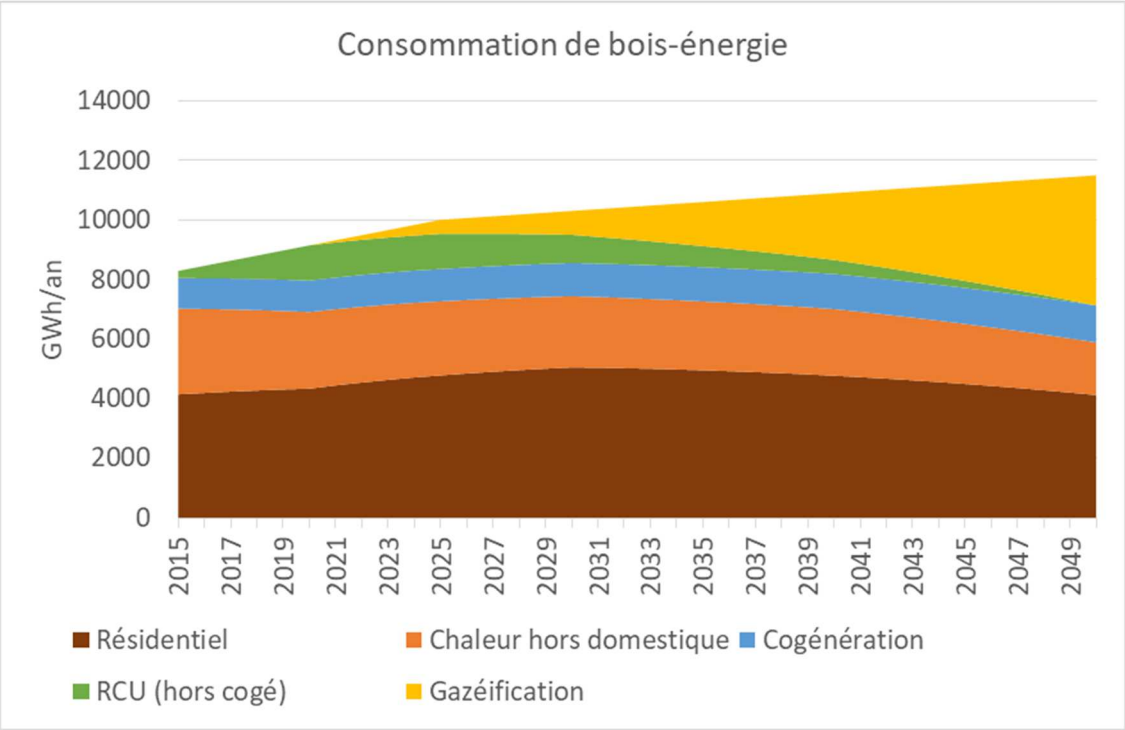


Figure 72 : Projection de la consommation de bois énergie selon le mode de valorisation

4.8.3. Hypothèses détaillées

La valeur du gisement maximal en bois-énergie est reprise de l'étude ADEME/GRT/GrDF 100 % EnR gaz et s'élève à 11 500 GWh, soit environ 750 GWh de moins que les objectifs cumulés du SRADDT Nord-Pas-de-Calais et du SRCAE Picardie. Pour autant, afin d'atteindre les objectifs des scénarios, il est nécessaire d'agir sur deux fronts.

En premier lieu, et notamment pour des questions de pollution atmosphérique, il faut accroitre fortement la performance du parc actuel du chauffage au bois, surtout dans le résidentiel, afin de libérer de la ressource pour les autres secteurs. Ainsi, la consommation de bois dans le secteur résidentiel augmente de 900 GWh jusqu'en 2030 sous l'effet de la diffusion de ce mode de chauffage, puis diminue pour retrouver en 2050 sa valeur de 2015 sous le double effet de l'amélioration des rendements des installations et de la performance énergétique du parc de logement. Il n'est pas fait ici d'hypothèse sur la forme du combustible utilisé, bois bûche, granulés voire plaquettes, mais la diffusion du chauffage au bois dans des logements de plus en plus performants nécessitera d'adapter la puissance des équipements et leur capacité de régulation, ce que facile l'utilisation des granulés.

En second lieu, il s'agit d'augmenter progressivement la valorisation de la ressource bois disponible sur le territoire régional. D'après l'étude ADEME 2016 « Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035 », 224 ktep (2 600 GWh) supplémentaires seraient disponibles en 2030-2035 dans l'hypothèse d'un scénario de gestion dynamique de la ressource, cela en comptabilisant l'ensemble des destinations concurrentes possibles : bois d'œuvre, BIBE et menu-bois.

Les scénarios prévoient une augmentation de la consommation de bois de 2 300 GWh d'ici 2035 et 3 200 GWh d'ici 2050. Au-delà de la valorisation du gisement forestier, il sera nécessaire de développer d'autres productions de bois-énergie (haies bocagères et autres alignements, autres arbres hors forêts, meilleure valorisation du bois en fin de vie, agroforesterie, cultures dédiées telles que les Taillis Très Courte Rotation (TTCR)…) afin d'atteindre les objectifs fixés.

4.9. Géothermie sur réseau de chaleur

4.9.1. Synthèse des scénarios

Autonomie faible	Autonomie forte	Optimisé
Géothermie profonde « Basse énergie »		
Un potentiel en géothermie profonde basse énergie est présent dans le secteur sud de la Région (au niveau du nord du bassin parisien) et dans le nord au niveau du Hainaut. Compte tenu des études réalisées, des dynamiques actuelles et des incertitudes résiduelles, le gisement retenu pour l'injection de chaleur dans des réseaux de chaleur alimentés en partie par des doublets géothermiques est volontairement limité par rapport au gisement théorique. Ainsi, en 2050, une dizaine de quartiers pourraient être alimentés sur le versant sud et la moitié sur le versant nord pour un productible géothermique total d'environ 130 GWh.		
Eau de mer		
Quelques projets sont actuellement à l'étude, tel le projet de Thalassothermie à Boulogne-sur-Mer, et pourraient être mis en œuvre d'ici 2025. Il est cependant difficile d'estimer à quelles hauteur et vitesse pourra être valorisé ce gisement. Le scénario suppose qu'environ 40 GWh seront extraits de l'eau de mer en 2050.		
Eaux usées		
La valorisation de la chaleur extraite des eaux usées pourra être réalisée via quelques projets de grande taille, tel que celui à venir sur la STEP d'Ambonne à Amiens, alimentant des réseaux de chaleur. De multiples petits projets alimentant un seul ou quelques bâtiments pourraient aussi émerger (ces derniers sont assimilés à de petits réseaux de chaleur). Au global, la chaleur produite en 2050 atteint 100 GWh/an.		

4.9.2. Résultats

Globalement, en 2050, près de 280 GWh seront injectés dans les réseaux de chaleur existants ou à créer. La chaleur géothermique profonde couvre environ la moitié du total, les eaux usées un tiers et quelques projets sur eaux de mer complètent cette production. La montée en puissance est lissée sur l'ensemble de la période hormis pour le démarrage fort en 2022 correspondant à la mise en service du projet de près de 60 GWh/an visant à injecter sur le RCU d'Amiens de la chaleur extraite de la STEP d'Ambonne.

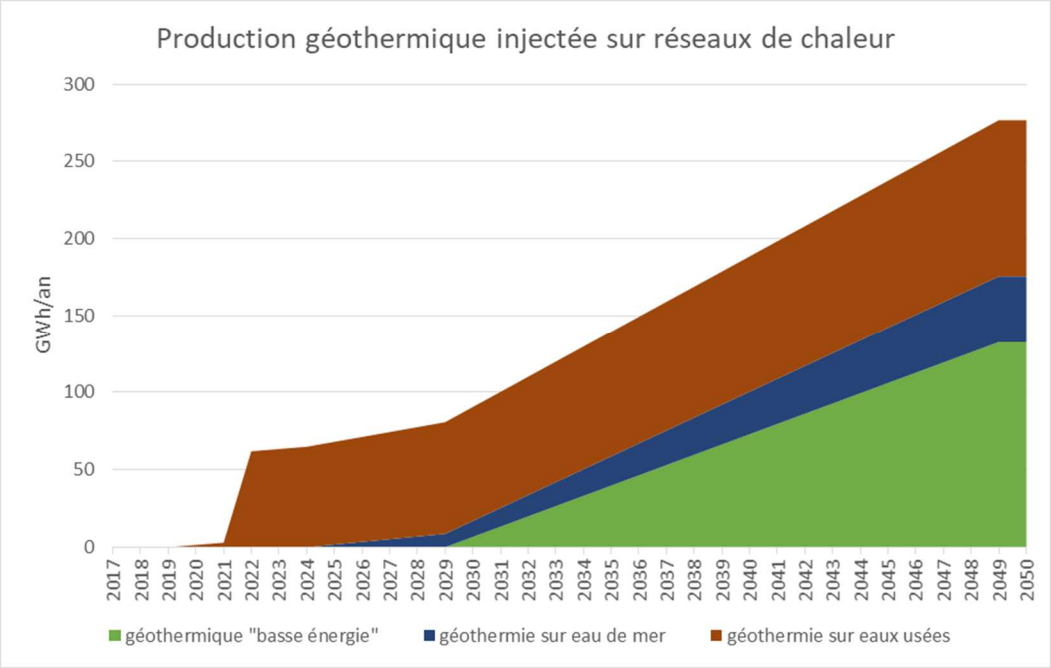


Figure 73 : Projection d'injection de chaleur géothermique dans les réseaux

4.9.3. Hypothèses détaillées

- Géothermie profonde « basse énergie » :

L'étude réalisée par le BRGM sur le versant sud de la région[41] indique un potentiel maximum de 28 000 tep/an. Les experts de l'ADEME considèrent que ce gisement pourra être valorisé à partir de 2030, à hauteur de 30 % soit 8 400 tep (100 GWh) en 2050 correspondant à une consommation d'environ 10 quartiers.

Ce développement de la géothermie pourra entrer en concurrence avec des projets de valorisation de bois-énergie sur les réseaux de chaleur pour lequel la dynamique actuelle est relativement forte. Il s'agira donc d'éviter à court terme cette concurrence en privilégiant la géothermie lorsqu'elle est disponible afin de ne pas restreindre le potentiel de valorisation de ce gisement et de conserver la ressource bois, plus polyvalente notamment via la gazéification, pour les secteurs où d'autres gisements ne sont pas disponibles. Le passage du bois à la géothermie pourra cependant être aussi envisagé lors du renouvellement des chaufferies.

Côté ex-Nord-Pas-de-Calais, l'étude[42] lancée en 2014 par la Région Nord-Pas-de-Calais sur les potentiels géothermiques basse énergie (aquifères profonds et eaux de mines) montrent des zones potentielles autour du Hainaut qui devront être validées par un forage d'essai.

Il est délicat de projeter le nombre de projets et la quantité d'énergie géothermique basse énergie réellement valorisable, mais les dynamiques faibles amènent à fortement réduire le potentiel d'exploitation par rapport au gisement maximum de 280 GWh/an évalué dans cette étude.

Il est ainsi considéré que cinq secteurs seraient susceptibles d'accueillir un doublet géothermique basse énergie (Jeumont, Valenciennes, Maubeuge, Avesnes et St Amand les Eaux). Moyennant un taux de couverture des besoins de 65 % par la géothermie et un taux de raccordement de 25 % par rapport aux besoins de surface identifiés, le productible total s'élève à 35 GWh/an en 2050 (dont la montée en charge est lissée à partir de 2030).

[41] Atlas du potentiel géothermique des aquifères de la région Picardie, BRGM, novembre 2012.
[42] Rapport de la mission d'enquête sur la géothermie en Nord-Pas-de-Calais, Burgéap, décembre 2014.

- Eaux usées :

Deux projets sont actuellement en cours de réalisation :
- ✓ Le réseau de chaleur d'Amiens alimenté principalement par la STEP d'Ambonne (4 950 tep, soit 57,6 GWh en 2022)
- ✓ La piscine/patinoire de Saint Quentin (30 tep soit 0,35 GWh en 2020)

Il est supposé un maintien de la dynamique actuelle, en considérant :
- ✓ Un « petit » projet de 50 tep (0,6 GWh) tous les 2 ans ;
- ✓ Un développement des installations injectant la chaleur prélevée des eaux usées sur des réseaux de chaleur mais d'une taille cependant inférieure au projet d'Amiens : on retient 3 projets de 1 000 tep (11,6 GWh) lissés d'ici 2050.

- Eau de mer :

Deux projets d'injection de chaleur extraite de l'eau de mer (thalassothermie) sur des réseaux sont actuellement à l'étude :
- ✓ A Berck-sur-Mer : plusieurs scénarios sont en cours d'étude pour une valorisation moyenne de chaleur aquathermique de 2 000 tep ;
- ✓ Sur le port de Boulogne : environ 700 tep.

Il est supposé pour compléter ces gisements, qu'un projet supplémentaire verra le jour, ou des agrandissements de ceux à l'étude, pour une consommation de 1 000 tep d'ici 2050.

Compte tenu de la faible visibilité concernant la mise en œuvre opérationnelle de ces projets, il est supposé que ces 2 700 tep (31,4 GWh) se déploieront à un rythme continu à partir de 2025.

A noter que la Région comptant de nombreuses communes importantes sur le littoral (Berk-sur Mer, Calais, Boulogne, Dunkerque), il est possible que le potentiel identifié ici soit nettement sous-évalué si ce type de projets se développe.

4.10. Biocarburants

4.10.1. Synthèse des scénarios

Autonomie faible	Autonomie forte	Optimisé
Reprise des hypothèses SRCAE/SRADDT conduisant à une production de 6 100 GWh en 2050 essentiellement grâce au passage à des agro-carburants de seconde génération en maintenant les surfaces de production actuelles.		

4.10.2. Résultats

La production est multipliée par trois, passant de moins de 2 000 GWh à environ 6 000 GWh en 2050, essentiellement par une augmentation rapide à moyen terme d'ici 2030.

Cette production correspondrait environ à 3 installations traitant 1 Mt de biomasse, en référence aux objectifs d'installation industrielle du projet Pilote BioTFuel à Dunkerque / Venette.

Cette production, qui représente actuellement 4 % des 45,5 TWh de carburants consommés par le territoire, dépasse largement la consommation régionale de carburants liquides à l'horizon 2050 (env. 2 500 GWh), substitués par des carburants gazeux et le vecteur électrique, y compris en intégrant les consommations de produits pétroliers résiduels (fioul / GPL) à cette même échéance (env. 1 000GWh). L'équilibre offre / demande en carburant serait ainsi atteint un peu après 2040, mais cette filière est positionnée dans une réponse à une offre largement extraterritoriale.

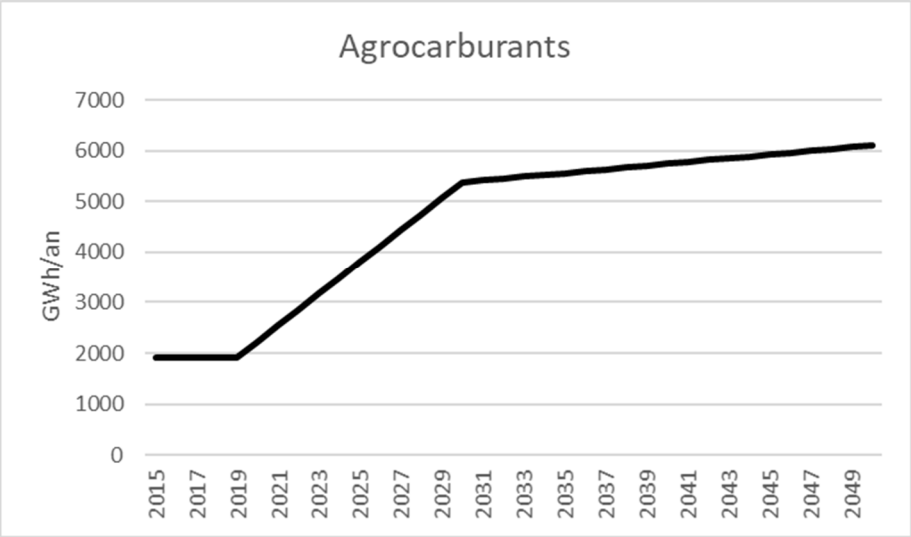


Figure 74 : Projection de la production d'agro-carburants

4.10.3. Hypothèses détaillées

Le développement de la production de biocarburants n'a pas été étudié de manière détaillée. La production dédiée à partir d'algues n'est en particulier pas intégrée dans le scénario, et cela bien qu'une telle production soit implicitement supposée exister puisqu'une valorisation des résidus de la production de biocarburants est considérée dans le gisement de substrats méthanisables. En effet, considérant que la production de biogaz issue des résidus de la filière lipidique algale est évaluée à environ 1 100 GWh PCI/an, la production de biodiesel associée serait comprise entre 2 000 et 3 000 GWh/an[43].

[43] D'après les ratios de production de l'étude « Évaluation du gisement potentiel de ressources algales pour l'énergie et la chimie en France à horizon 2030 », ENEA, INRIA, ADEME, juillet 2014, sur la base de laquelle sont estimés les gisements algaux de l'étude ADEME/GRTgaz/GRdF 100 % gaz.

Ce gisement est cependant soumis à de nombreuses incertitudes tant sur les potentiels technico-économiques réels, intégrant la question du cycle de l'azote et de la valorisation du CO2 (concurrence potentielle avec la méthanation), que sur l'usage concurrentiel des sols.

4.11. Chaleur fatale

4.11.1. Synthèse des scénarios

Autonomie faible	Autonomie forte	Optimisé
La chaleur fatale est issue d'une part des unités de valorisation énergétique (UVE) des déchets, et d'autre part de la valorisation de la chaleur « industrielle ». La valorisation actuelle, évaluée à environ 1 500 GWh/an, provient en grande partie des UVE mais le gisement de chaleur industrielle est très important sur la Région. Ainsi, en 2050, les hypothèses de valorisation selon différentes modalités en fonction du contexte (température de la chaleur disponible, proximité des réseaux de chaleur) portent à près de 9 300 GWh la quantité de chaleur brute « exploitée », pour un productible net de 5 600 GWh, dont 20 % d'électricité.		

4.11.2. Résultats

Sur l'ensemble de la chaleur considérée comme disponible pour être exploitée, un peu plus du tiers est valorisée en chaleur seule, tandis que près des deux tiers sont cogénérés. La chaleur « produite », provenant soit d'une valorisation simple soit de cogénération, est supposée être injectée dans des réseaux de chaleur existants ou à créer. Compte tenu des faibles rendements moyens de la production électrique (1 200 GWh/an produits pour une ressource exploitée de près de 6 000 GWh/an), la valorisation énergétique totale n'est pas très importante mais permet cependant d'exploiter une ressource sinon perdue.

La chaleur rejetée par le Centre Nucléaire de Production d'Electricité (CNPE) de Gravelines (18 825 GWh/an), aujourd'hui partiellement valorisée[44], n'est pas intégrée aux bilan et potentiel. D'une part la production du CNPE est considérée hors périmètre régional dans le cadre des scénarios (aucune hypothèse n'est faite concernant l'évolution de cette production répondant à des objectifs nationaux). Et d'autre part ce potentiel de chaleur fatale n'est pas intégré à l'étude nationale[45], au vu des incertitudes sur des équipements arrivant à près de 40 années d'exploitation et des difficultés de valorisation avec des sites de consommation éloignés des gisements.

De manière générale, la chaleur fatale est difficile à appréhender dans un exercice de prospective, car autant elle constitue une énergie de transition en optimisation des processus en place notamment industriels, autant elle repose souvent sur des énergies fossiles dont la place devra structurellement se réduire (excepté pour les data centers par exemple, mais avec des potentiels plus « modestes » – quelques TWh pour l'ensemble de la France-).

Cependant, pour les Hauts-de-France, 40 % du potentiel repose sur les industries agroalimentaires, un potentiel pérenne et territorialisé.

[44] La chaleur du CEPN de Gravelines est actuellement valorisée sur 2 sites (hors bilan énergétique) :
- La ferme aquacole AQUANORD : 2600 GWh/an, 300 MW
- Le terminal méthanier de Dunkerque pour la regazéification du gaz liquéfié : 1 560 GWh/an (extrapolation incertaine et variable selon le fonctionnement réel du terminal inauguré en 2017), 250 MW

(Source : Etude des potentialités de récupération d'énergies fatales perdues en Nord-Pas-de-Calais, ADEME, 2012)

[45] http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/chaleur_fatale-8821.pdf

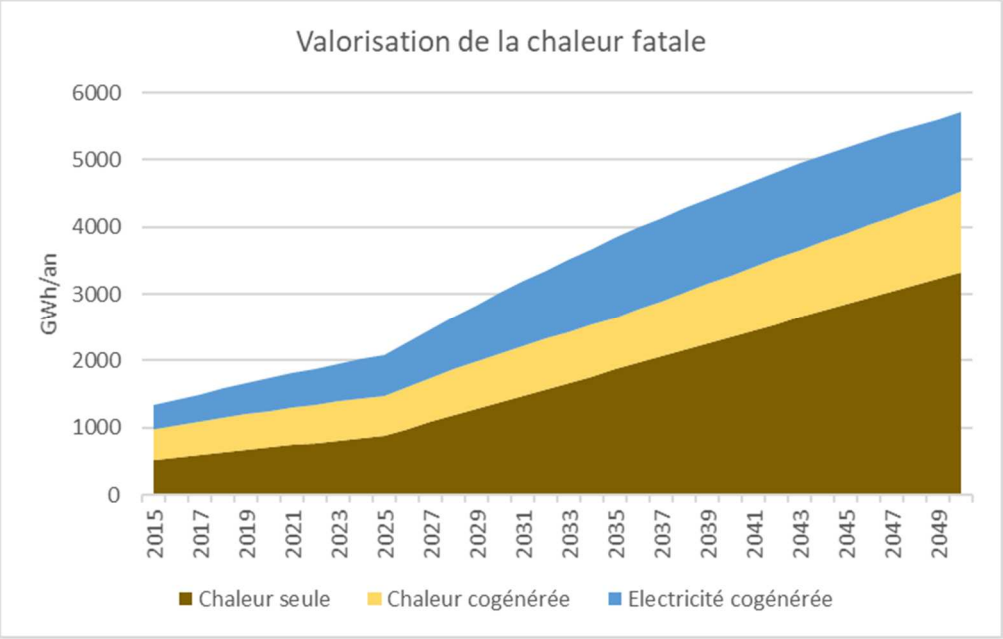


Figure 75 : Valorisation de la chaleur fatale

4.11.3. Hypothèses détaillées

L'étude Chaleur Fatale de l'ADEME (Fait & Chiffres, sept. 2017) permet de reconsidérer les gisements disponibles régionalement selon leur proximité aux RCU et le niveau de température de la chaleur produite. Pour les Hauts-de-France, cette étude donne les résultats présentés dans les tableaux suivants :

	en GWh selon la gamme de température						Total
	60-90°C	90-199°C	200-299°C	300-399°C	400-499°C	>500°C	
A proximité des RCU	400	890	1 030	40	60	810	**3 230**
Eloigné des RCU	7 800	4 360	3 080	510	610	1 230	**17 590**

Figure 76 : Gisements de chaleur fatale selon le niveau de température et la proximité des réseaux de chaleur. D'après Faits & Chiffres, La Chaleur Fatale, ADEME, septembre 2017

Afin d'estimer un gisement exploitable, selon les conditions, sont retenues les hypothèses différenciées de valorisation suivantes :

- 90 % de la chaleur fatale disponible près des RCU ;
- 20 % de la chaleur basse T° éloignée des RCU, considérant soit une valorisation en interne (pour le chauffage des bâtiments industriels par exemple) soit externe, en particulier par le développement de nouveaux réseaux de chaleur à proximité des gisements de chaleur fatale ;
- 90 % de valorisation en cogénération si T°>200°C et 30 % si 90°C<T°<199°C[46] et que le gisement est éloigné des réseaux (chaleur perdue). Seule 50 % de la chaleur coproduite est valorisée.

Sous ces conditions, le potentiel de chaleur fatale exploitable est multiplié par 3,5 par rapport aux hypothèses retenues dans les SRCAE/SRADDT.

[46] Il est difficile d'estimer quel niveau de température permet d'atteindre un seuil suffisant de rentabilité économique pour une valorisation électrique. Il existe cependant d'ores et déjà des mini-centrales permettant de produire de l'électricité à partir de chaleur à température réduite (jusqu'à 90°C) via l'exploitation d'un Cycle Organique de Rankine Basse Température (ORC-BT). Des unités de méthanisation utilisent par exemple ce type d'installation pour augmenter leur rendement de production d'électricité par valorisation de la chaleur d'échappement d'un moteur biogaz. On fait ici l'hypothèse assez conservatrice d'une valorisation électrique uniquement au-dessus de 200°C, avec un rendement moyen de 20 % en électricité et 40 % en chaleur.

Afin de ne pas « tuer » ce gisement, il convient d'identifier rapidement les réseaux de chaleur concernés par un potentiel de valorisation de chaleur fatale et éviter que le renouvellement des installations de production ou leur renforcement dans le cadre d'extension du réseau, ne conduisent à installer, par exemple, une chaufferie bois, « confisquant » de fait une ressource qui pourrait être utilisée ailleurs.

4.12. Gaz sidérurgiques et gaz de mines

4.12.1. Synthèse des scénarios

Autonomie faible	Autonomie forte	Optimisé
Gaz sidérurgiques		
La valorisation actuelle par Arcelor - Sollac Atlantique uniquement pour la production électrique est maintenue (centrale cycle combiné DK6). Le gisement est proportionnel à la production d'acier primaire qui augmente dans ces scénarios, passant de 5 700 à 6 140 kt/an en 2050. La production de gaz passe de 4 600 à 4 950 Mm^3/an/ et la production électrique de 1 500 à 1 630 GWh/an		La part d'acier recyclé est plus importante. La production d'acier primaire est réduite à 5 600 kt/an en 2050, la production de gaz sidérurgiques à 4 530 Mm^3/an/, et la production électrique 1 490 GWh.
Gaz de mines		
Le gaz de mines, ou « grisou », lorsqu'il est valorisé après captage, l'est principalement par injection dans le réseau de gaz naturel. Désormais, le gaz capté est utilisé pour produire de l'électricité et pour partie, d'ici quelques temps, de la chaleur. Les prospectives (non définitives) de la Française de l'Energie sont reprises ici avec une augmentation de la production jusqu'en 2023, un plateau de production, puis une baisse à partir de 2028.		

4.12.2. Résultats

Les graphiques ci-après présentent une estimation du contenu énergétique des gaz valorisés (hors rendements de production).

Les gaz sidérurgiques sont valorisés actuellement pour la seule production d'électricité pour une production estimée à environ 1 500 GWh/an.

Pour le gaz de mines, en 2014, sur les 20 dernières années, il a été capté sur l'ensemble des réservoirs des concessions « Poissonnière » et « Désirée » 1 837 millions de Nm^3 de gaz de mine, ce qui correspond à des ventes globales de 10 793 GWh[47], soit 92 MNm^3/an pour un contenu énergétique de 540 GWh/an. Ce gaz était majoritairement injecté dans le réseau de GRT.

Depuis, le mode de valorisation a évolué vers la production électrique avec une production en 2017 évaluée à 60 GWhé. La Française de l'Energie, dont la concession d'exploitation vient d'être renouvelée pour 40 ans, a fait certifier le potentiel de production sur une partie du bassin. Le productible sur 25 ans s'élèvent à un total de 7 milliard de m^3. Sur cette base, la Française de l'Energie a établi un scénario de valorisation jusqu'en 2050 (qui pourra être réactualisé) que nous reprenons (en considérant un rendement global de 75 % par rapport à la ressource primaire).

[47] RAPPORT de la Commission d'Enquête -Volume 1- Enquête publique du 5 novembre 2013 au 6 décembre 2013, préalable à la décision ministérielle de prolongation de la concession d'hydrocarbures liquides et gazeux dite « de Poissonnière » pour une durée de 25 ans. Préfectures du Nord et du Pas-de-Calais.
http://www.nord.gouv.fr/content/download/16235/99895/file/gazonor%20RAPPORT%20sign%E2%94%9C%C2%AE.pdf

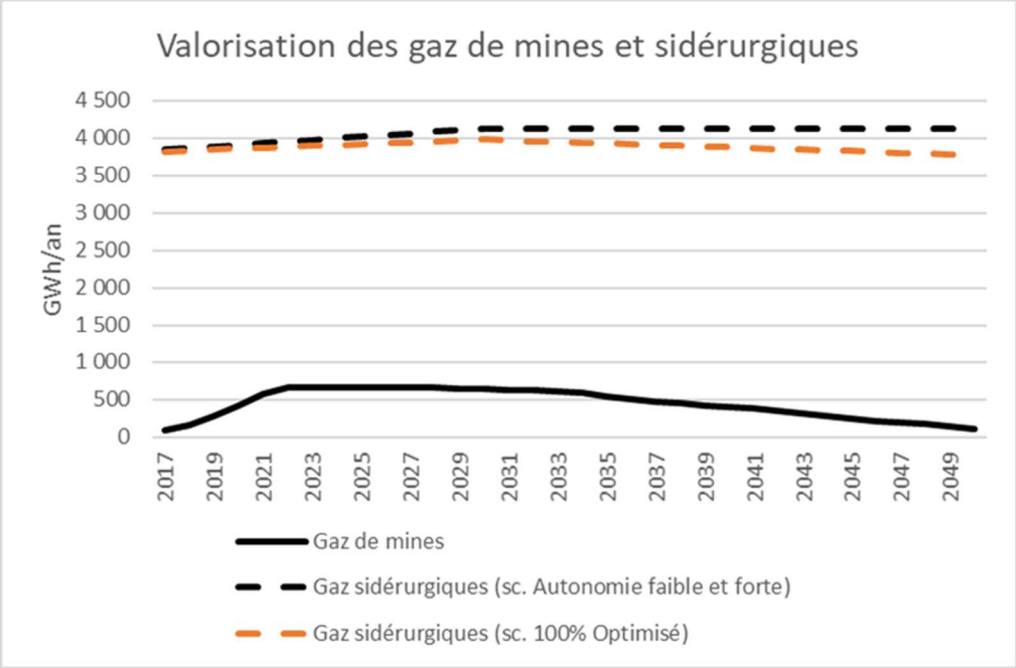


Figure 77 : Valorisation des gaz de mines et sidérurgiques

4.12.3. Hypothèses détaillées

4.12.3.1. Scénario autonomie faible et autonomie forte

- Gaz sidérurgiques :

Les hypothèses sont basées sur une production de 4 700 millions de m^3 de gaz en 2010 pour une production d'acier primaire s'élevant à 5 830 ktonnes. Le contenu énergétique des gaz sidérurgiques est estimé à 3 000 kJ/Nm^3. Enfin, la valorisation énergétique se faisant exclusivement sous forme d'électricité, un rendement de 50 % est retenu.

Dans ces conditions, la quantité d'électricité produite en 2015 s'élève à 1 500 GWh et à 1 630 GWh en 2050. Les scénarios ne font pas d'hypothèse sur une valorisation complémentaire de la chaleur produite ou sur une utilisation du gaz sous une autre forme (par exemple en réinjection dans le haut-fourneau pour réduire la consommation de charbon).

- Gaz de mines :

Le captage du gaz de mines répond à une obligation de mise en dépression des anciennes galeries minières désaffectées afin de limiter les fuites de gaz en surface et les risques associés. Ce gaz, composé essentiellement de méthane, détient donc un pouvoir de réchauffement très important (PRG = 24) et doit donc être capté et brûlé afin de limiter son impact sur le climat. Au-delà de la valorisation énergétique d'un combustible disponible localement, l'utilisation du gaz de mines revêt donc un intérêt environnemental pour réduire le bilan GES régional (la comptabilisation des émissions évitées prenant sens dès lors que les fuites de méthane sont comptabilisées dans le bilan régional).

Les scénarios de la française de l'Energie n'intègrent pas d'hypothèse concernant la valorisation de la chaleur cogénérée lors de la production d'électricité ou de gaz.

Cependant, compte tenu des demandes a priori reçues par l'entreprise et des projets déjà engagés (co-combustion de gaz de mines et de gaz naturel sur le RCU de Béthune en 2020), une partie de l'énergie produite sera valorisée sous forme de chaleur. Globalement, il est supposé une valorisation énergétique par rapport au contenu primaire de 35 % sous forme d'électricité et 40 % sous forme de chaleur.

4.12.3.2. Scénario optimisé

- Gaz sidérurgiques :

Les hypothèses concernant les rendements et les formes de valorisation énergétique sont identiques, seule la production d'acier primaire est réduite à 5 600 kt/an en 2050 au profit d'acier électrique, la production de gaz sidérurgiques à 4 530 Mm^3/an/, et la production d'électricité à 1 490 GWh (production maximale de 1 570 GWh atteinte en 2030).

4.13. Bilan de la production renouvelable et fatale

Le détail des productions ci-dessous intègre les pertes liées aux changements de vecteurs, production d'électricité à partir de combustible ou de combustible à partir d'électricité, mais pas celles liées aux éventuels stockages d'énergie non considérés à ce stade. Les grandes différences impactant la production globale en 2050 concernent les hypothèses de développement du photovoltaïque et de l'éolien offshore, et dans une moindre mesure l'éolien terrestre et les autres énergies marines.

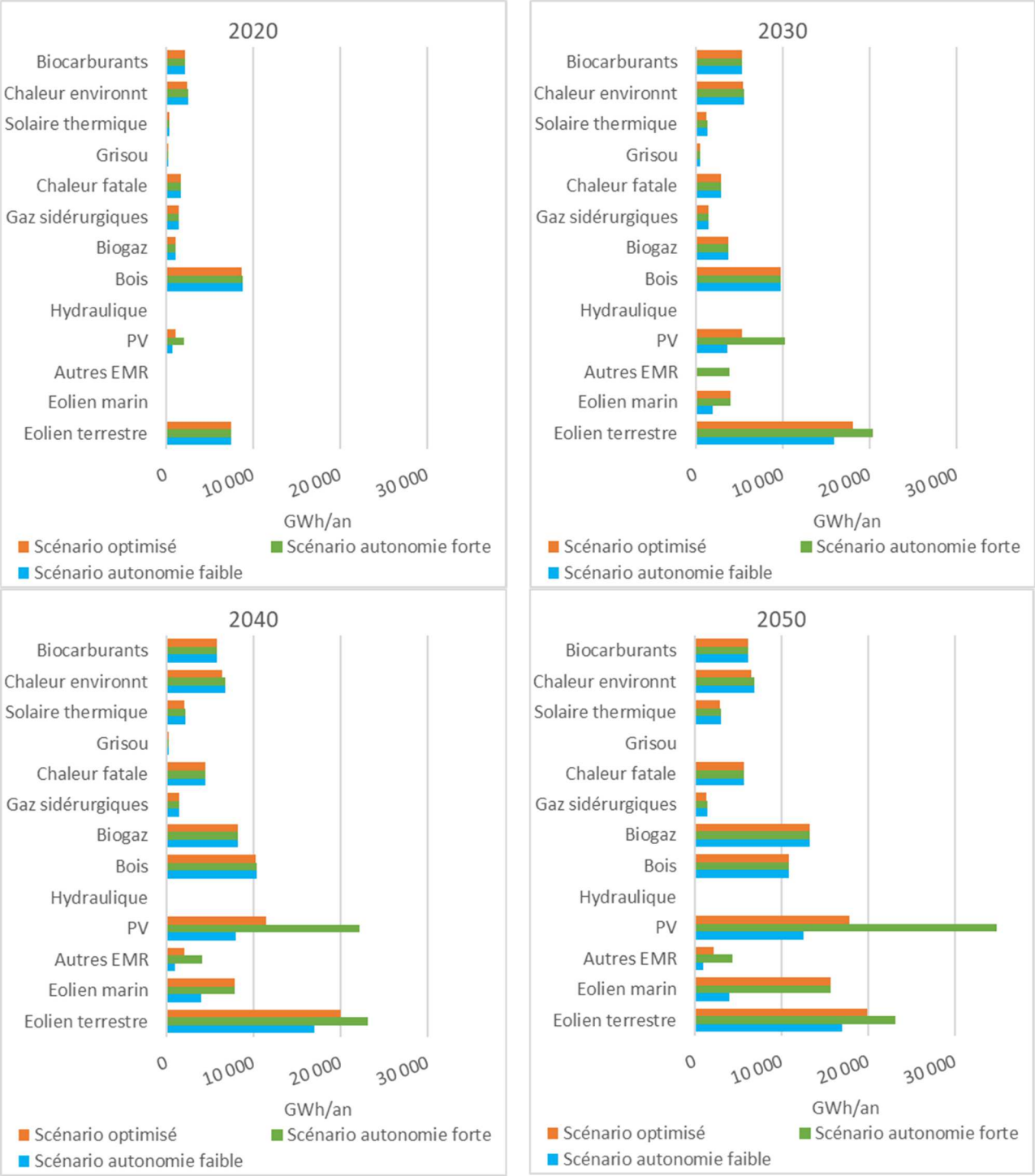


Figure 78 : Production renouvelable et fatale selon les trois scénarios

Par rapport au scénario autonomie faible, la production du scénario autonomie forte est plus élevée de 53 % et celle du scénario optimisé de 25 %.

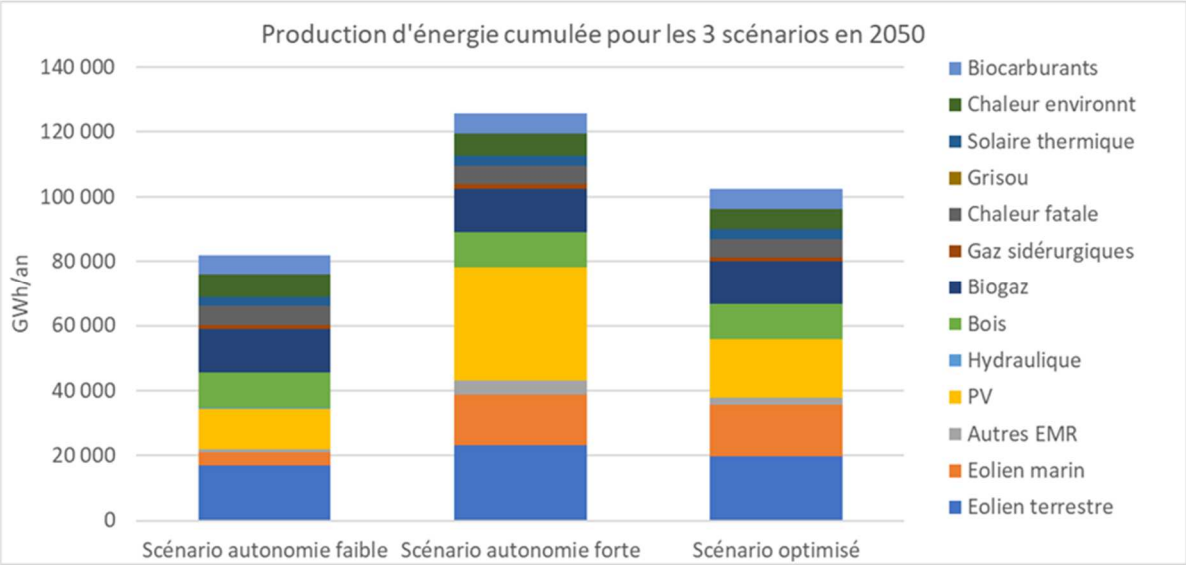


Figure 79 : Bilan de la production renouvelable et fatale en 2050 selon les trois scénarios

5. Résultats globaux

5.1. Equilibre global entre l'offre et la demande d'énergie

La question de l'autonomie énergétique est complexe à aborder à une échelle régionale, échelle à laquelle en France, les systèmes énergétiques actuels n'ont pas été conçus et à laquelle ils ne sont, de fait, pas gérés aujourd'hui (exemples des réseaux électriques et gaziers). Ces derniers sont exploités dans des logiques nationales, voire européennes avec des interconnexions croissantes.

L'autonomie énergétique questionne leurs opérateurs. Mais sans que des hypothèses explicites de déconnexion ou de stockage local soient exprimées, il est difficile de formaliser plus concrètement la transformation de ces réseaux et l'intégration du stockage impliqué par des scénarios massivement renouvelables. Cela pourrait constituer un travail complémentaire spécifique aux réseaux. A ce stade, même si les réseaux en place sont susceptibles d'accueillir une part très grande, voire l'intégralité des potentiels projetés comme les échanges avec les gestionnaires ont permis de le préciser, la question des différentes formes de stockage est tout de même posée dans le travail. Ceci plus dans une logique de structuration de filières régionales et/ou de mise en place de solutions globales potentielles de long terme que comme un besoin pour faire face aux développements des renouvelables régionalement.

Selon les scénarios, une partie de l'électricité produite en surplus annuel par rapport à la demande est convertie en H2 par hydrolyse et une partie du bois, non utilisé pour la chaleur directe ou en réseau, est convertie en gaz de synthèse par gazéification. Le réseau national de gaz naturel peut accueillir jusqu'à 6 % (en énergie) de H2 sans nécessité d'adaptation. Au-delà de ce volume injectable, afin de continuer à valoriser / stocker / transporter les gaz produits, il sera nécessaire de les convertir en méthane de synthèse (notamment en valorisant des gisements de CO2 conséquents sur le territoire régional, que ce soit avec les grandes installations industrielles ou le biogaz à épurer avant injection dans les réseaux). Cependant, l'H2 et le gaz de synthèse pourraient aussi être utilisés directement, en particulier pour le développement des transports décarbonés.

Les différents scénarios font en effet des hypothèses fortes sur le développement du vecteur gaz pour la mobilité et le fret. Pour ces usages, de même que pour toutes les consommations de gaz, il n'y a pas explicitement d'hypothèse sur le type de gaz consommé ni sur les modes d'approvisionnement (stockage, transport, distribution). En effet, de multiples scénarios sont possibles mêlant de manière plus ou moins importante un mix CH4/H2, utilisé via le réseau national, des mini réseaux locaux, du gaz en citerne, des flottes captives ou les réseaux de stations-service… A ce stade, les scénarios se « contentent » de quantifier la demande et l'offre sur un « vecteur gaz » indifférencié tout en restant conscient des avantages / inconvénients / difficultés relatives aux deux formes finales de gaz potentiellement utilisables : rendement global de production, contraintes techniques ou géographiques liées aux conversions (disponibilités de CO2, valorisation de la chaleur), maturité des filières, acceptabilité…

5.1.1. Scénario autonomie faible

Le scénario autonomie faible permet d'atteindre un niveau de la demande énergétique régionale de 123 TWh pour 82 TWh d'énergies renouvelables et de récupération produites localement, ce qui correspond à un taux de couverture des consommations énergétiques (autonomie) de 67 %.

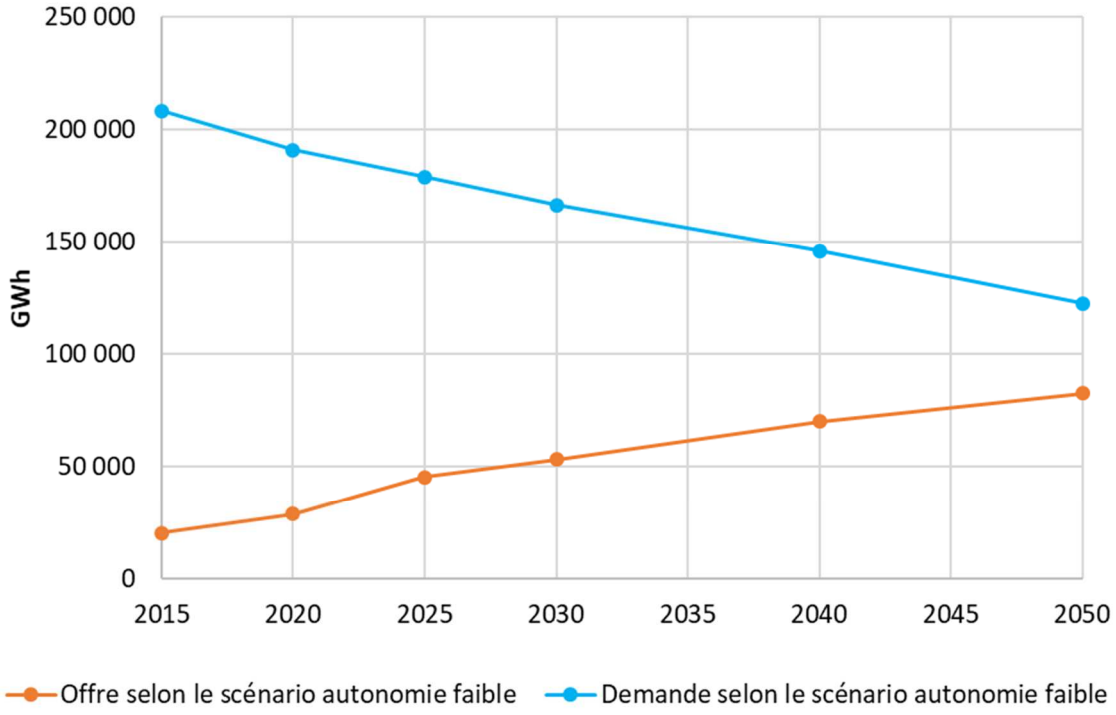


Figure 80 : Offre d'EnR et de récupération régionale et demande énergétique dans le scénario autonomie faible

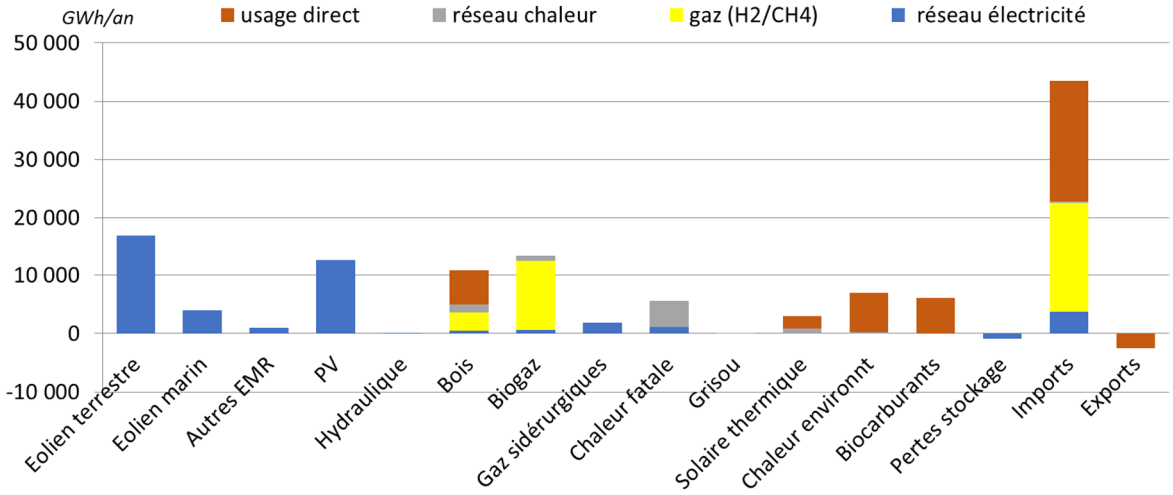


Figure 81 : Offre énergétique régionale par énergie et vecteur en 2050 selon le scénario autonomie faible

Les diagrammes de Sankey permettent d'illustrer les flux énergétiques régionaux : à gauche sont représentées les sources d'énergie primaire[48] utilisées pour satisfaire les consommations finales, à droite. Les énergies primaires, gaz naturel, pétrole et charbon, correspondent aux importations d'énergies fossiles. Le flux « système électrique national » est un élément de bouclage pour assurer les besoins finaux en électricité (différence entre consommation finale d'électricité et production locale renouvelable d'électricité). Il provient du réseau électrique national dont le mix n'est pas modifié dans les scénarios : il correspond au mix moyen français de 2015.

Le système énergétique régional actuel comprend un réseau d'hydrogène utilisé pour les usages non énergétiques de certaines industries, celui-ci est relié à la Belgique et aux Pays-Bas[49].

Le système énergétique régional en 2015 est fortement dépendant des importations en énergie fossile et en électricité du réseau national, correspondant à un système totalement centralisé, peu efficace et générateur de pertes.

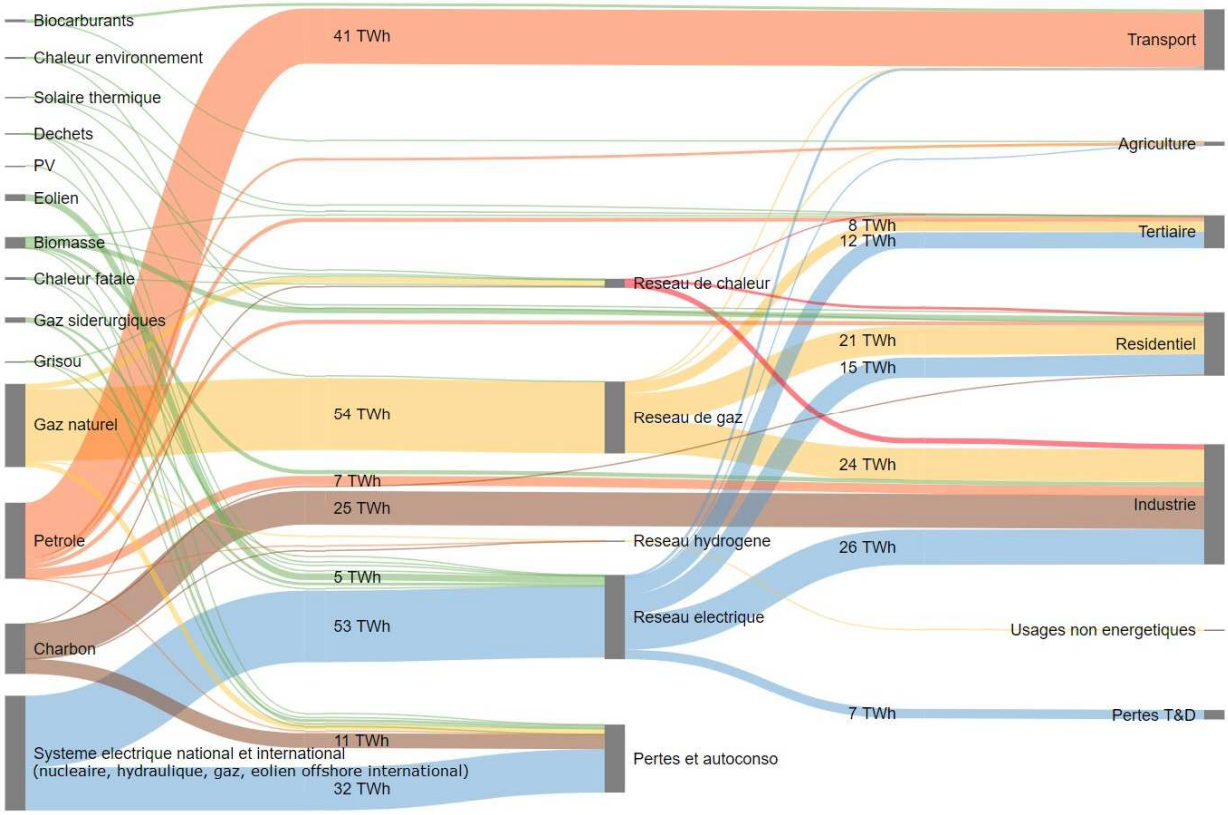


Figure 82 : Diagramme de Sankey des flux régionaux en 2015

[48] Les résultats énergétiques sont convertis en énergie primaire en tenant compte des rendements de transformation et des pertes de transport et distribution. Pour la production de chaleur à partir de fossiles et pour la transformation du charbon en coke de charbon dans la sidérurgie, les rendements moyens français pour l'année 2015 ont été retenus.

[49] http://www.afhypac.org/documents/tout-savoir/Fiche%204.1%20-%20Transport%20hydrog%C3%A8ne%20-%20revmai2016ThA.pdf

Le scénario autonomie faible permet de réduire considérablement les importations en énergie fossile et en électricité du réseau national à l'horizon 2050. Le système énergétique est largement décentralisé et plus efficace grâce au verdissement des réseaux d'électricité et de chaleur, le réseau gaz n'est que partiellement alimenté en biogaz.

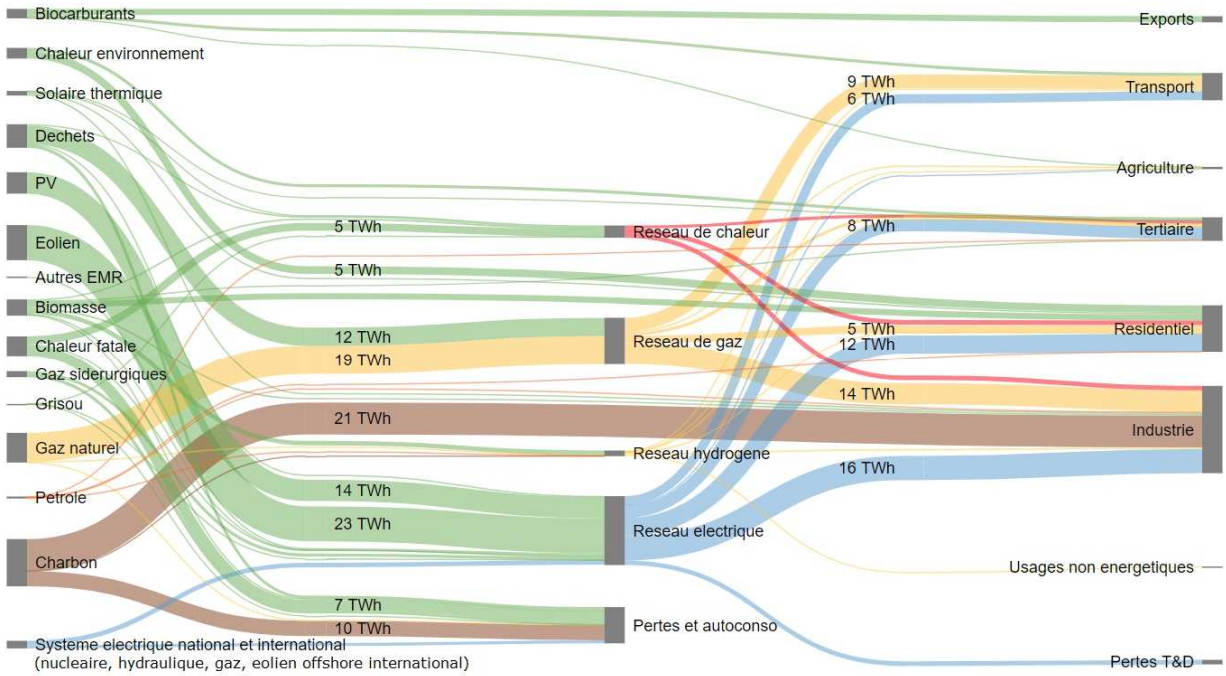


Figure 83 : Diagramme de Sankey du scénario autonomie énergétique faible en 2050

5.1.2. Scénario autonomie forte

Le niveau de la demande énergétique régionale du scénario autonomie forte est identique au scénario autonomie faible, en revanche les gisements d'énergies renouvelables et de récupération sont plus largement exploités, ce qui permet d'atteindre un taux d'autonomie énergétique global de plus de 100 %.

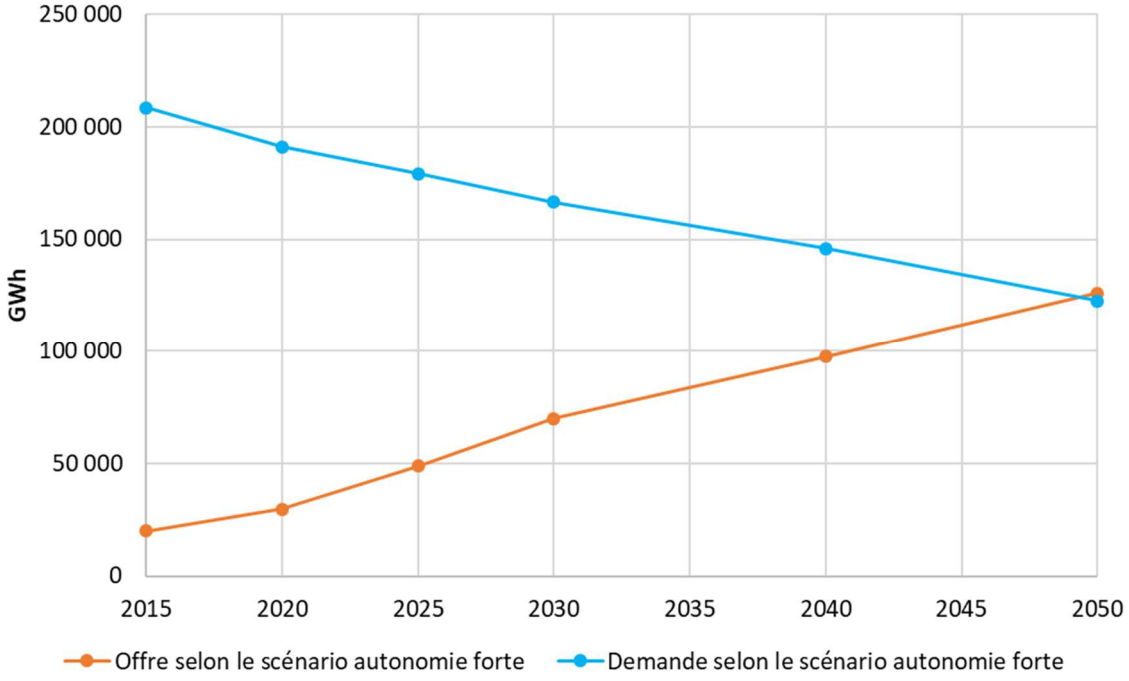


Figure 84 : Offre d'EnR et de récupération régionale et demande énergétique dans le scénario autonomie forte

Au-delà du bilan énergétique annuel équilibré entre la production et la consommation, 20 000 GWh de charbon non substituable[50] pour assurer les besoins de la sidérurgie sont encore importés. La dépendance à des importations massives de cette ressource primaire et le bilan GES associé restent donc impactés par cette consommation fossile, sans capture et stockage de carbone considérés.

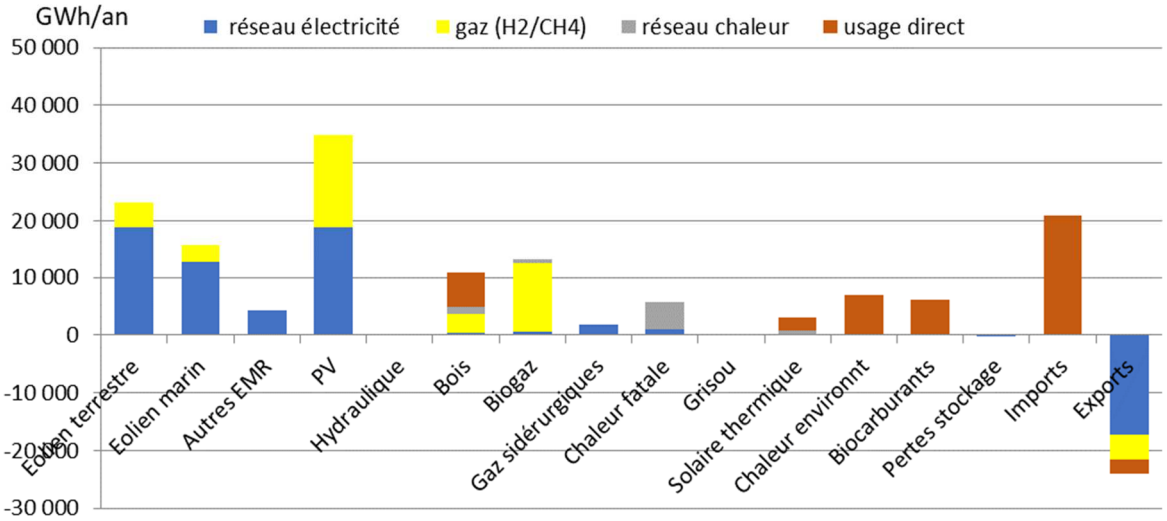


Figure 85 : Offre énergétique régionale par énergie et vecteur en 2050 selon le scénario autonomie forte

[50] La « surproduction » de gaz pourrait cependant aussi permettre d'améliorer le bilan énergétique de la filière combustible solide ; il existerait en effet une possibilité de substituer une partie du coke utilisé dans la sidérurgie par du gaz : http://www.europlasma.com/wp-content/uploads/2017/08/CP-Europlasma-Arcelor-26-02-2018.pdf

Le scénario autonomie forte aboutit à un système énergétique à l'horizon 2050 fortement décentralisé grâce aux recours à des énergies renouvelables locales diversifiées. Un nouveau vecteur énergétique occupe une place importante dans ce système énergétique : l'hydrogène. Celui-ci est représenté sous forme de réseau dans le diagramme de Sankey[51] mais la question des usages de l'hydrogène n'a pas été tranchée. L'hydrogène peut être injecté sur le réseau de gaz, sur un réseau dédié déjà existant en partie, utilisé en gaz porté, etc.

Seule l'industrie régionale reste dépendante d'énergie fossile, principalement du charbon utilisé par la sidérurgie.

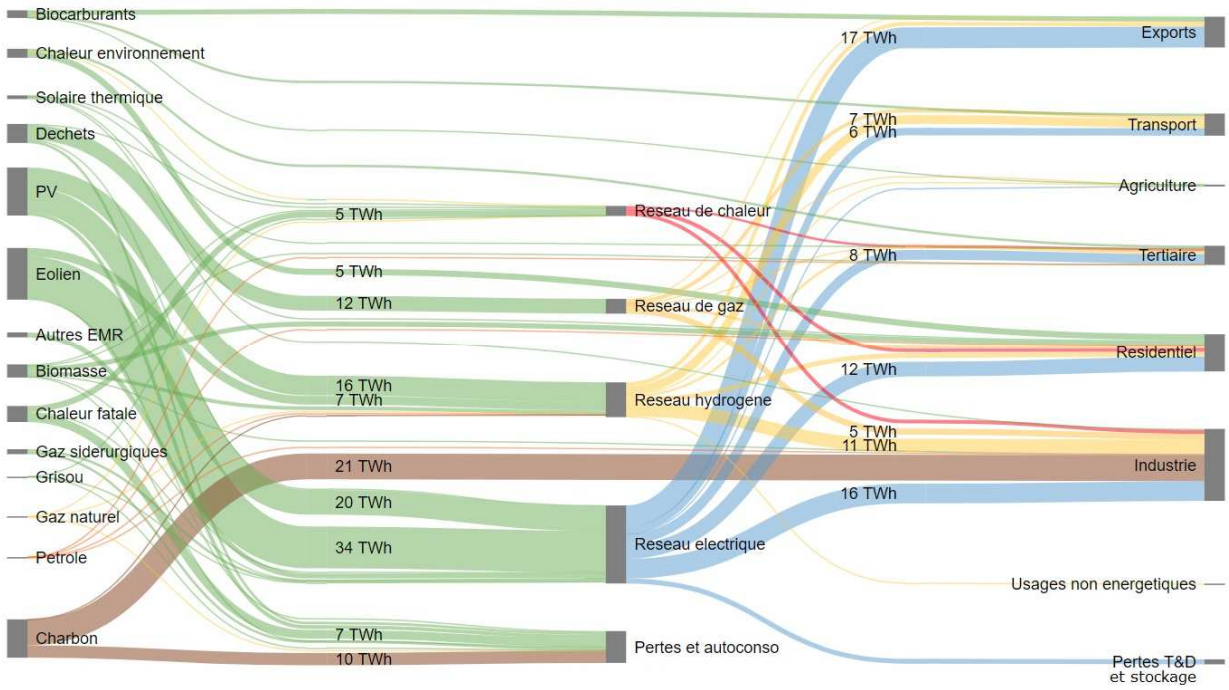


Figure 86 : Diagramme de Sankey pour le scénario autonomie énergétique forte en 2050

[51] Etant donné que les usages de l'hydrogène sont méconnus à ce stade, la répartition des flux d'hydrogène entre secteurs a été prise identique à celle de la consommation finale de gaz en 2050. Par ailleurs, pour la réalisation du diagramme de Sankey on suppose que la valorisation de l'H2 est directe (c'est-à-dire sans conversion supplémentaire).

5.1.3. Scénario optimisé

Le scénario optimisé prévoit une baisse supplémentaire de la demande énergétique, mais également une réduction de l'offre régionale de renouvelables et d'énergies de récupération : ainsi la production d'énergie sur le territoire correspond à 90 % de la consommation d'énergie.

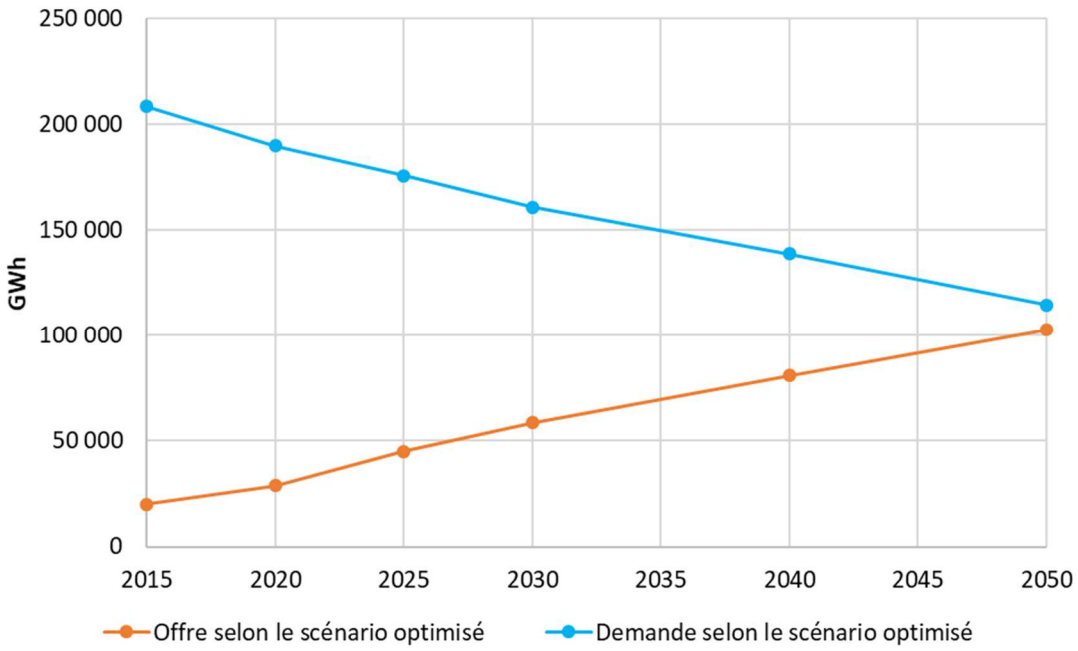


Figure 87 : Offre d'EnR et de récupération régionale et demande énergétique dans le scénario optimisé

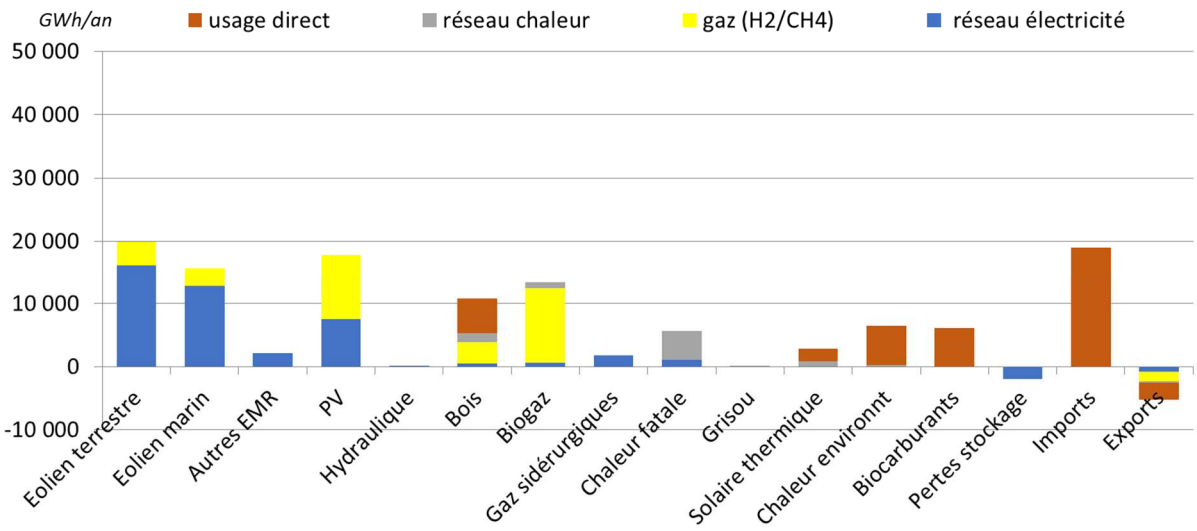


Figure 88 : Offre énergétique régionale par énergie et vecteur en 2050 selon le scénario optimisé

Le système énergétique régional du scénario optimisé est assez similaire à celui du scénario autonomie forte à l'horizon 2050 : il est fortement décentralisé et bien plus efficace que le système énergétique en 2015. Il présente néanmoins une exploitation non exhaustive des potentiels de ressources renouvelables, aboutissant ainsi à un flux d'exportations bien moins important que dans le scénario autonomie forte.

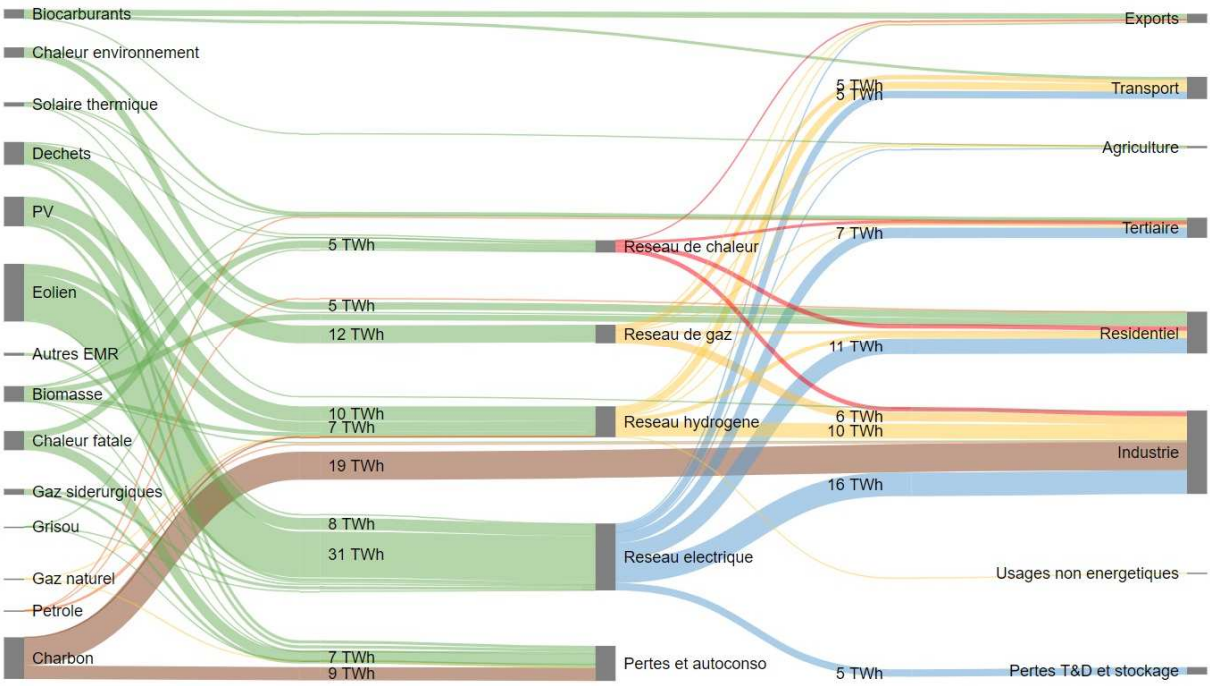


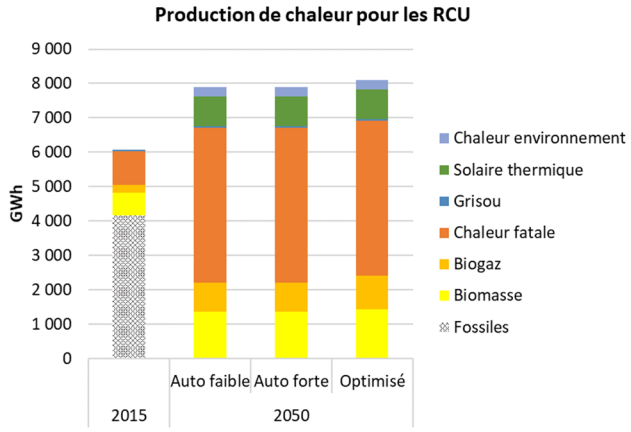
Figure 89 : Diagramme de Sankey pour le scénario énergétique optimisé en 2050

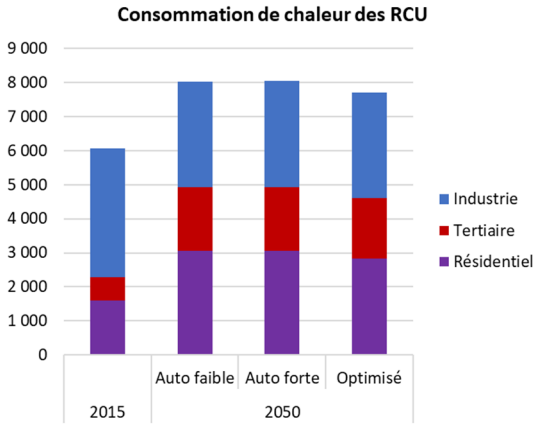
5.2. Comparaison par vecteur énergétique

5.2.1. Réseaux de chaleur

Les livraisons de chaleur augmentent d'environ 30 % entre 2015 et 2050 pour les trois scénarios (légèrement moins pour le scénario optimisé où apparait une très légère surproduction de chaleur, impossible à exporter et valoriser à l'extérieur du territoire).

Quel que soit le scénario, en 2050, la totalité de la chaleur fournie par les réseaux est issue d'énergie renouvelable ou fatale : près de 60 % provient de chaleur fatale, essentiellement récupérée sur les rejets industriels, 20 % de bois par valorisation de la chaleur de cogénération (il n'y a plus de chaleur seule issue de biomasse), le reste provenant à parts égales des quelques unités de cogénération sur biogaz et de solaire thermique, plus marginalement de PAC géothermiques.





5.2.2. Electricité

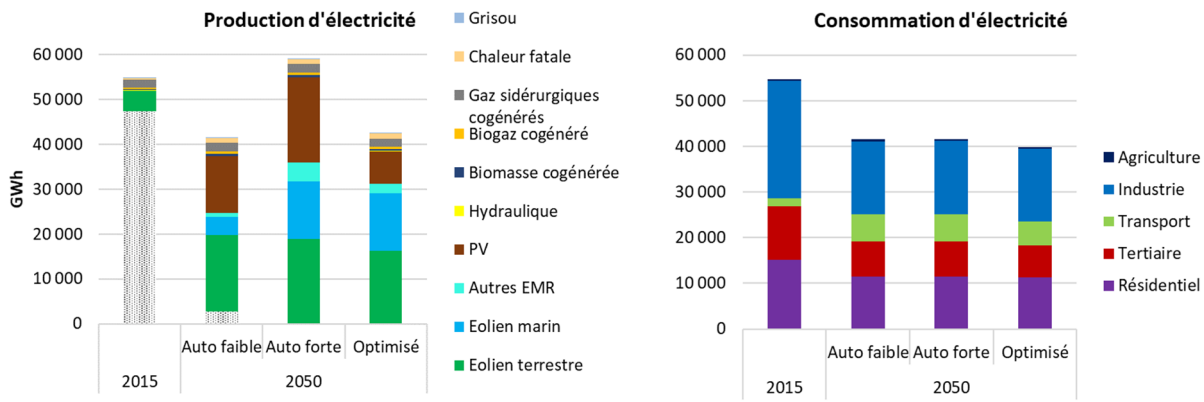
Les consommations d'électricité baissent globalement de 24 %, et varient assez peu pour les trois scénarios (-27 % pour le scénario optimisé).

Dans le scénario autonomie faible, la production à partir d'EnR&R locales couvre environ 90 % des besoins régionaux en tenant compte des pertes liées au stockage (cf. § 5.3). L'éolien terrestre reste la première source renouvelable avec 40 %, le photovoltaïque représente 30 % de cette production et l'éolien offshore 10 % en 2050.

Pour le scénario autonomie forte, la « surproduction » locale s'élève à près de 30 % bien qu'un tiers de la production brute soit convertie en gaz afin de verdir entièrement (voire aussi « surproduire ») ce vecteur (cf. § suivant). Comme dit précédemment, il pourrait être plus pertinent de valoriser ces productions sur le réseau électrique national si celui-ci le permet et si la consommation ailleurs le justifie. Le présent travail ne permet pas de répondre définitivement sur cet arbitrage, relevant de considérations multiples (techniques, économiques, institutionnelles, politiques…).

Pour le scénario optimisé, un quasi équilibre annuel entre l'offre et la demande est atteint. Les productions issues d'éolien terrestre et offshore restent sensiblement identiques mais la production issue du photovoltaïque apparait en forte régression, même par rapport au scénario autonomie faible, du fait de la conversion à 60 % vers le vecteur gaz[52]. Compte tenu de la variabilité saisonnière de cette production, et à défaut de consommation concomitante projetée à cet horizon, elle est préférentiellement orientée vers la conversion et le stockage inter-saisonnier.

[52] Taux ajusté pour équilibrer l'offre et la demande annuelle en électricité.



5.2.3. Gaz

La consommation de gaz baisse de 37 % par rapport à la situation actuelle dans les scénarios autonomie faible et autonomie forte, et de 43 % dans le scénario optimisé. Le taux de « verdissement » du vecteur gaz s'élève à 44 % dans le premier scénario et à 100 % dans les deux autres scénarios. Une « surproduction » de 13 % et 5 % est observée respectivement pour les deux scénarios autonomie forte et optimisé.

Dans le scénario autonomie faible, près de 80 % de la production locale de gaz renouvelable provient des unités de méthanisation, le complément étant apporté par la gazéification[53] du bois. Cette dernière production représenterait alors environ 9 % en énergie des consommations globales de gaz. Une part pourrait donc être injectée directement sous forme de H2 (après conversion du CO) dans le réseau de gaz naturel[54] et une autre partie, soit convertie en méthane de synthèse pour maximiser l'injection, soit utilisée directement pour la mobilité H2 par exemple.

Pour les deux autres scénarios, ces deux gisements restent exploités de la même manière (dans le scénario optimisé la baisse des besoins des bâtiments en chaleur directe permet de libérer un peu plus de ressource pour la gazéification) et le complément est apporté en produisant du gaz par électrolyse grâce aux surplus de l'éolien et du photovoltaïque. Il n'est pas fait d'hypothèses explicites concernant la forme finale de gaz utilisée (H2 ou CH4) car celles-ci impliqueraient de considérer notamment des évolutions sur les réseaux et les modalités de stockage dont les différentes alternatives ne sont pas étudiées à ce stade. Les rendements considérés correspondent cependant à la conversion par électrolyse, une légère dégradation serait donc à intégrer si l'on suppose une méthanation massive (ou un mode de production permettant une valorisation combinée de la chaleur produite durant cette conversion).

Multiples utilisations de l'hydrogène

L'hydrogène produit dans les scénarios autonomie forte et optimisé représente des quantités non négligeables (26 TWh et 20 TWh en 2050 respectivement) dont les usages peuvent être multiples :

L'hydrogène peut directement être injecté dans le réseau de gaz (le démonstrateur GRHYD à Dunkerque[55] s'inscrit dans cette démarche). Cette solution s'avère être une solution intéressante pour faire du stockage d'électricité renouvelable de longue durée, étant donné qu'en France les capacités de stockage de gaz (stock en conduite et stockages souterrains) sont 300 fois plus importantes que celles du réseau électrique[56]. Néanmoins, la quantité d'hydrogène injectable sur le réseau est aujourd'hui

[53] On suppose que la gazéification est réalisée de manière à valoriser la chaleur coproduite. Les rendements atteints en 2050 sont 72 % sur H2 (PCI) et 20 % sur chaleur. Une conversion supplémentaire par méthanation engendrerait une légère baisse du rendement global et une répartition de la production en faveur de la chaleur (environ -10 % de production de gaz et +7 % de chaleur).

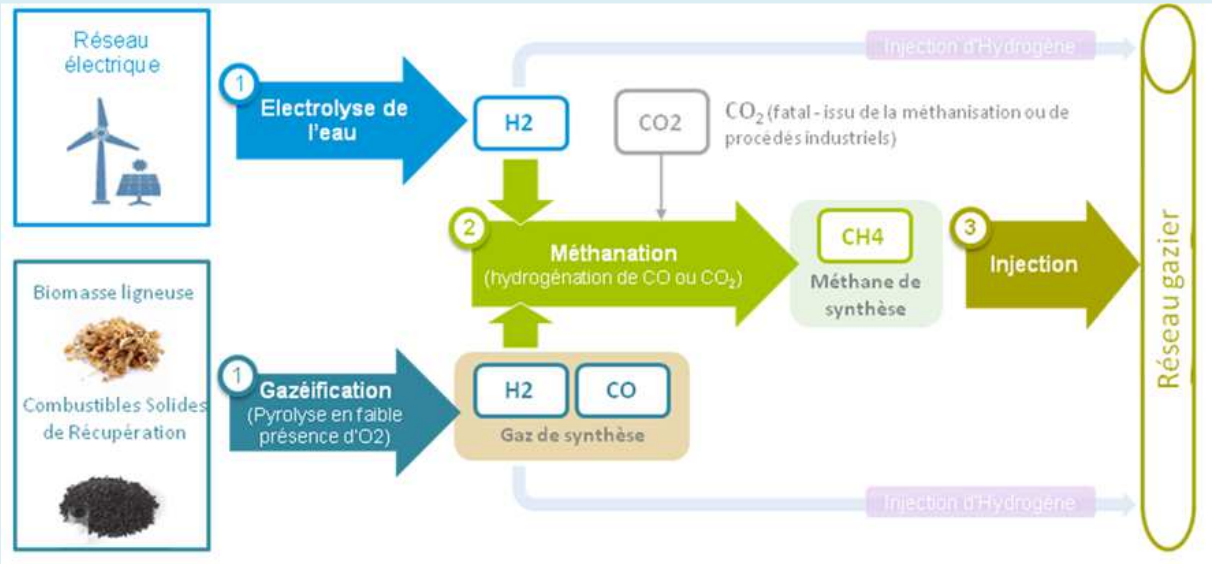
[54] Le seuil maximum d'injection d'Hydrogène dans le réseau de gaz naturel est actuellement fixé, dans le cadre des expérimentations en cours, à 20 % en volume soit environ 7 % en contenu énergétique.

[55] http://grhyd.fr/presentation/

[56] http://www.grtgaz.com/fileadmin/engagements/documents/fr/Power-to-Gas-etude-ADEME-GRTgaz-GrDF.pdf

limitée à quelques pourcents étant donné les contraintes de sécurité, de compatibilité avec les usages finaux, etc. Selon GRTgaz, même si les quantités acceptées sur le réseau vont être augmentées, il est difficilement envisageable d'avoir plus de 20 à 30 % en volume. Plusieurs expérimentations sont en cours dans la région pour étudier la faisabilité d'utiliser le mélange hydrogène/gaz sans modifier les équipements existants : le projet de recherche 2Bgas H2 à Dunkerque testant l'injection d'hydrogène dans des chaudières gaz existantes ou encore le démonstrateur Althytude à Dunkerque également qui a expérimenté le mélange hythane sur deux bus urbains[57].

Pour remédier à ces limites d'injection directe sur le réseau, l'hydrogène peut être transformé en méthane de synthèse (CH4) par méthanation pour être ensuite injecté (solution Power to Gas). L'étape de méthanation nécessitant du CO2, cette solution peut être associée aux unités de méthanisation, installations industrielles et/ou aux réseaux de chaleur biomasse (pour disposer d'une source de CO2[58] et valoriser la chaleur coproduite).



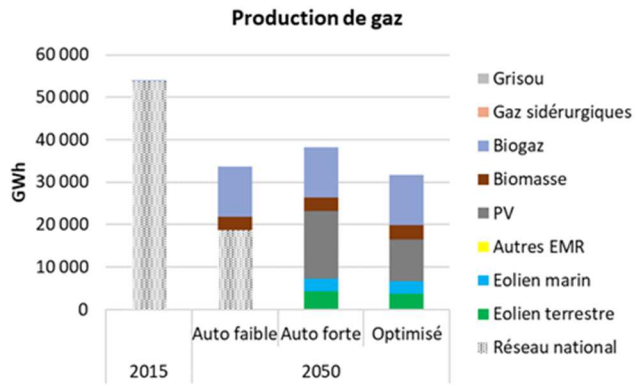
Utilisation de l'hydrogène sur le réseau de gaz (injection directe ou après étape supplémentaire de méthanation)[59]

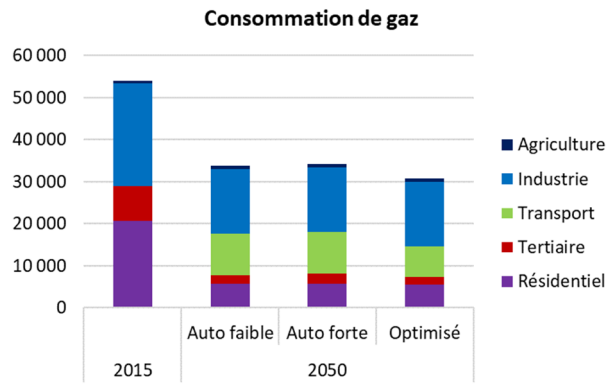
Une autre solution consisterait à avoir un réseau spécialement dédié au transport et distribution de l'hydrogène. Il existe actuellement un réseau de ce type exploité par Air Liquide dans la région des Hauts-de-France. Celui-ci relie plusieurs usines françaises (Waziers (près de Douai), Isbergues et Maubeuge) à la Belgique puis aux Pays-Bas. Ce réseau transporte de l'hydrogène à des fins non énergétiques vers 14 sites industriels de la chimie, de la pétrochimie et des gaz et possède une capacité d'environ 250 millions de Nm3 (normaux mètres cubes)[60]. Une utilisation plus large de ce réseau pourrait être imaginée pour des usages énergétiques (mobilité, chauffage) en reliant les sources d'hydrogène (centrales PV ou éoliennes) et les postes de consommation (station hydrogène par exemple) au réseau.

L'hydrogène peut également être utilisé comme une solution « tampon » améliorant la stabilité du réseau : l'électricité renouvelable est stockée sous forme d'hydrogène par électrolyse, puis en cas de besoins sur le réseau (pointes de consommation), l'hydrogène est retransformé en électricité grâce à une pile à combustible. De telles solutions intégrées existent déjà en France (ex : plateforme expérimentale MYRTE en Corse[61]). Néanmoins, les rendements de conversion remettent parfois en cause la viabilité économique de ce type de stockage et ces projets en sont encore au stade de démonstrateur.

[57] http://www.afhypac.org/documents/divers/AFHYPAC_H2regions_2017-06-09_web.pdf
[58] La sidérurgie représente aussi une source de rejet/production centralisée de CO2 « fatal » qui pourrait être utilisée pour la méthanation (sans pour autant supprimer les émissions de GES associées puisqu'au final celles-ci ne sont que réutilisées, et bien déstockées in fine dans l'atmosphère à partir d'une ressource fossile).
[59] Source : http://www.injectionbiomethane.fr/les-perspectives-du-biomethane/les-nouvelles-filieres-et-leurs-potentiels/
[60] http://www.afhypac.org/documents/tout-savoir/Fiche%204.1%20-%20Transport%20hydrog%C3%A8ne%20-%20revmai2016ThA.pdf
[61] https://myrte.univ-corse.fr/

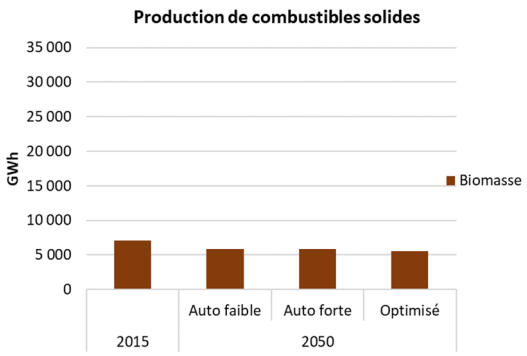
Enfin, l'hydrogène peut être directement stocké (sous forme de gaz comprimé ou sous forme liquide) et utilisé pour différentes applications : pour alimenter des véhicules hydrogène (projet régional « Route Hydrogène »[62]) ou encore pour les usages thermique et électrique des secteurs résidentiel et tertiaire, via des mini unités de pile à combustible. A titre illustratif, à Dunkerque une expérimentation en conditions réelles de deux petites piles à combustible résidentielles est en cours (projet EPACOP[63]).

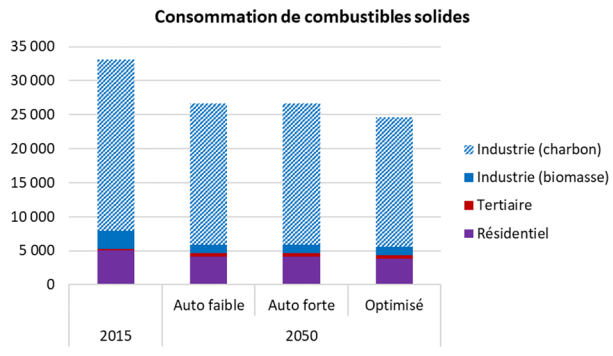




5.2.4. Combustibles solides

Les combustibles solides sont constitués de la biomasse consommée directement par les secteurs finaux et du charbon. La consommation directe, hors réseau de chaleur, de biomasse diminue légèrement entre 2015 et 2050, avec une baisse supplémentaire dans le scénario optimisé du fait de la réduction des besoins des bâtiments. La consommation finale de charbon baisse de 18 % entre 2015 et 2050 dans les deux premiers scénarios et de 24 % dans le scénario optimisé grâce à une plus forte augmentation du recyclage de l'acier, aujourd'hui principal usage existant du charbon en région.

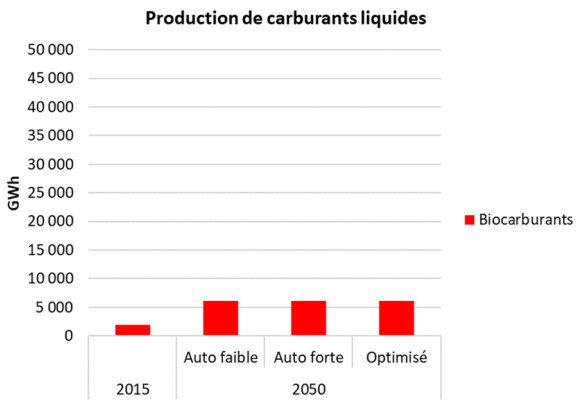


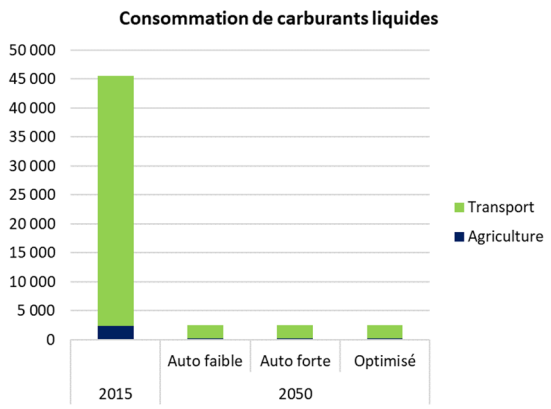


5.2.5. Carburants liquides

Grâce à la pénétration des véhicules gaz et électrique dans le transport et l'agriculture, la consommation de carburants liquides diminue drastiquement entre 2015 et 2050 (-94 %). Par ailleurs, la production régionale de biocarburants dépasse les besoins régionaux de carburants liquides en 2050.

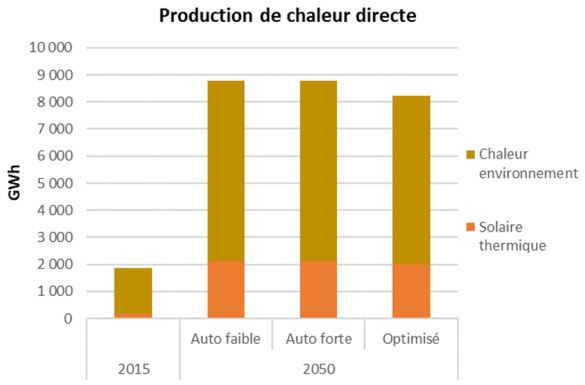
[62] La Route Hydrogène est un projet visant à développer un réseau de stations hydrogène associées à des flottes : http://www.afhypac.org/documents/divers/AFHYPAC_H2regions_2017-06-09_web.pdf
[63] http://ieahydrogen.org/Activities/National-Projects-(1)/France/Epacopv3.aspx

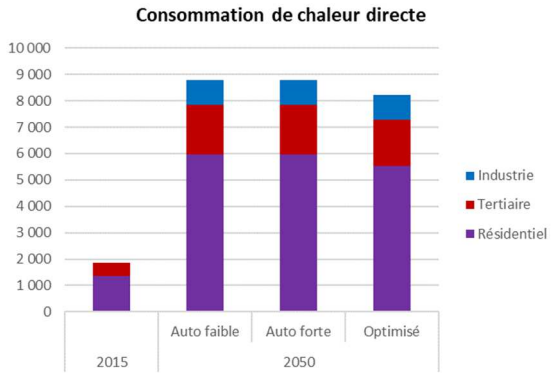




5.2.6. Chaleur directe

La production de chaleur directe correspond à la consommation de chaleur renouvelable (solaire thermique, aérothermie et géothermie). Alors qu'en 2015, moins de 2 TWh de chaleur renouvelable est produite (provenant essentiellement des pompes à chaleur dans les bâtiments), près de 9 TWh sont produits en 2050 dans les scénarios autonomie faible et autonomie forte, l'essentiel étant consommé par les bâtiments. Le scénario optimisé comprend moins de chaleur directe du fait d'une réduction des besoins dans le bâtiment.





5.3. Stockage

Au-delà des limites et questions posées précédemment sur les réseaux énergétiques par l'ambition d'autonomie énergétique régionale, l'objectif de ce chapitre est d'apprécier les capacités de stockage d'électricité pour permettre à la région d'assurer l'équilibre permanent de son alimentation électrique.

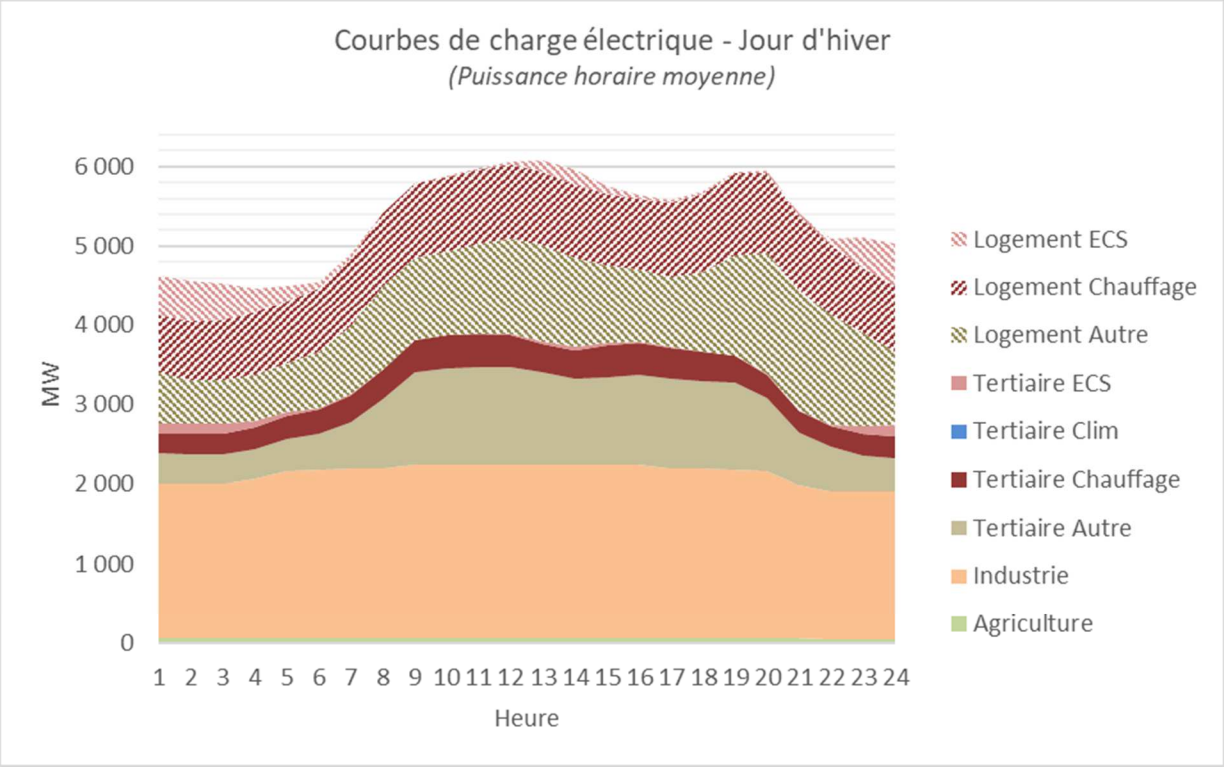
Ces éléments s'appuient sur une extrapolation de l'étude ADEME 100 % EnR électriques réalisée à l'échelle nationale : la Région est ici considérée comme le territoire national. Les considérations économiques qui permettent dans l'étude nationale de prioriser les différentes productions au regard de leur rentabilité ne sont pas prises en compte puisque, par construction, les productions sont préalablement définies pour atteindre une couverture de 100 % des besoins. Nous nous projetons en effet ici à l'horizon 2050, dans une Région où les capacités de production d'électricité, de gaz, de chaleur et de carburants renouvelables permettent de couvrir l'ensemble des besoins sur ces vecteurs énergétiques. Pour cette expérience de pensée, nous nous « limitons » au scénario optimisé car dans le cadre du scénario « autonomie forte », la production d'électricité est telle que la production mensuelle est supérieure à la demande pour tous les mois de l'année : on pourrait donc considérer dans un tel scénario que l'électricité en surplus produite est exportée vers les autres régions qui la consomment ou éventuellement la stockent.

Au final, dans ce scénario optimisé, les taux de couverture sont respectivement de 102 %, 105 % et 102 % pour les vecteurs électricité, gaz et chaleur, en tenant compte des pertes liées au stockage d'électricité et à la conversion entre vecteur.

Une forte proportion de l'électricité produite est utilisée pour fabriquer du gaz de synthèse, sans que l'on ne conclue à ce stade sur le type de vecteur final H2 et/ou CH4, un mix des deux étant possible voire probable, à la fois pour des usages actuellement couverts par le gaz réseau, mais aussi pour les futures utilisations en particulier dans les transports[64]. La disponibilité de « ressources » régionales importantes en CO2, émis en particulier par l'industrie sidérurgique et les sites de méthanisation –avec l'épuration du biogaz-, peut faciliter le recours à la méthanation.

L'objectif de cette analyse n'est pas de dimensionner un système dans le cadre d'une recherche d'autonomie énergétique de la Région dans une vision « insulaire » ou de déconnexion, où les interconnexions avec les autres régions ou les pays voisins seraient supprimées. Mais il s'agit plutôt **d'évaluer les ordres de grandeur des capacités de « stockage » nécessaires afin d'assurer l'équilibre du réseau si l'on souhaite maximiser la consommation locale de l'énergie produite sur le territoire**. On suppose donc que les principes de dimensionnement appliqués à l'échelle nationale, intégrant une part d'échange avec les pays voisins, sont ici appliqués à l'échelle régionale des Hauts-de-France. Ces estimations, réalisées par extrapolation des résultats d'une optimisation nationale, conduisent a priori à surestimer les besoins réels. En effet, les échanges transfrontaliers sont a priori d'autant plus importants que le périmètre étudié est restreint et largement interconnecté. Les résultats de l'étude nationale 100 % EnRe concernant le dimensionnement des différents types de stockage sont extrapolés en considérant que la diffusion des modèles et technologies de gestion / pilotage de la demande et leur impact en termes de réduction des besoins de stockage sont similaires en Hauts-de-France et au niveau national.) Pour déterminer les besoins énergétiques mensuels, on applique aux résultats du scénario de demande, les courbes de charge sectorielles de l'étude 100 % ENRe en particulier pour le chauffage des bâtiments pour lequel des courbes régionales sont appliquées. Les courbes de production des différentes sources intermittentes sont aussi reprises de l'étude 100 % ENRe.

[64] Comme indiqué nous nous plaçons à une échéance où l'ensemble des réseaux est alimenté par des énergies renouvelables ou fatales locales. Nous n'avons donc pas ici à prioriser l'usage du gaz issu d'électrolyse, entre le stockage de l'électricité ou une utilisation directe des surplus d'électricité électrolysés pour alimenter les transports. Dans une période transitoire, où d'autres sources d'énergie électrique sont disponibles, en particulier le nucléaire, la question se pose de l'utilisation optimale des surplus des points de vue énergétique, climatique et économique.



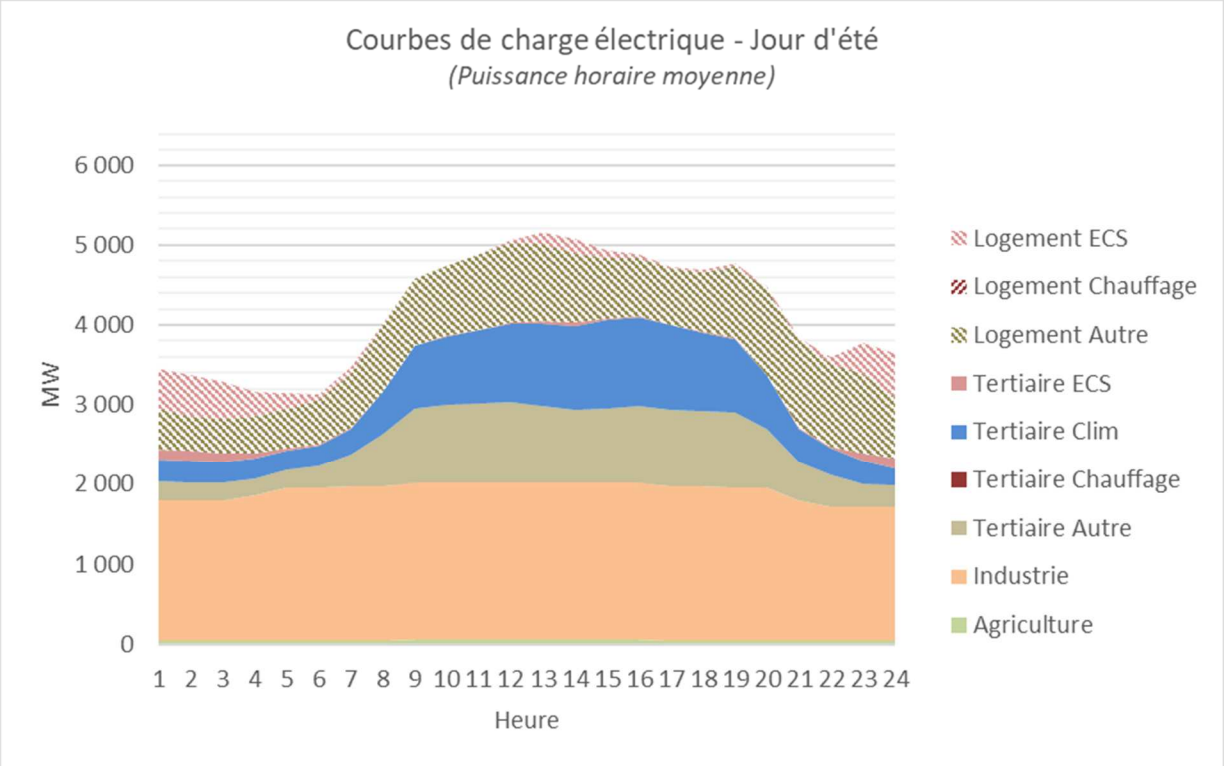


Figure 90 : Courbes de charge électrique pour un jour d'hiver et un jour d'été (année climatique 2011) avec application des consommations projetées en 2050. Ces courbes n'intègrent pas les modifications de profils résultant des optimisations offre-demande (en particulier pour la production d'ECS qui reste majoritairement réalisée durant les heures creuses actuelles, c'est-à-dire de nuit).

Figure 91 : Courbes de production d'électricité pour les filières renouvelables (hors thermique et hydrolien/marémoteur) pour 2 jours d'hiver et d'été (année climatique 2011) avec application des productions projetées en 2050.

5.3.1. Pilotage de la demande et stockage lié aux usages

L'étude 100 % EnRe nationale retient les hypothèses de parc d'équipements de consommation électrique des Visions 2050 de l'ADEME. Sur ce parc, plusieurs usages de demande sont supposés flexibles en 2050. Ainsi, au niveau national :

- 10,7 millions de véhicules électriques ou hybrides rechargeables[65] représentent une flexibilité annuelle de 16 TWh, avec une pointe de 7 GW ;
- Les ballons d'eau chaude sanitaire du secteur résidentiel, supposés pilotables, représentent 7 TWh annuels, avec une pointe à 3 GW ;
- 75 % du chauffage électrique tertiaire et résidentiel (utilisant des PAC[66]) est effaçable (avec report les heures suivantes), ce qui représente 35 TWh sur l'année avec une pointe à 25 GW[67] ;
- La moitié des usages blancs[68] de 75 % des consommateurs résidentiels est supposée pilotable quotidiennement, soit 8 TWh annuels, avec une pointe à 3 GW.

Ces éléments du scénario national sont considérés comme des données d'entrée pour 2050 et ne sont donc pas dimensionnés par le modèle d'optimisation des moyens de production et de stockage mais impactent ces dimensionnements. Bien que dans le scénario REV3 les hypothèses concernant le parc déterminant la demande d'électricité puissent être différentes, on suppose que la flexibilité générée par le pilotage de la demande est identique et que, par conséquent, il est possible de réaliser à l'échelle régionale une extrapolation des besoins en capacité de stockage par similitude avec ceux définis à l'échelle nationale.

Par dérogation à ce principe, est cependant pris en compte l'impact de la différence entre les parcs de véhicules électriques qui représentent une capacité de stockage cout-terme. En effet, le scénario REV3

[65] Sur un parc total de 22 millions de véhicules chargés à des bornes situées sur le lieu de travail le jour et au domicile la nuit. Dans ce modèle, ne sont pas précisées les hypothèses de répartition entre types de bornes : charge lente, normale, rapide mais les charges régulières au bureau et de nuit sont plutôt lentes (3kW) et /ou largement pilotables.
[66] Dans les Visions Energie de l'ADEME à l'horizon 2050, 50 % des bâtiments sont chauffés au moyen de pompes à chaleur.
[67] Au total 21,9 millions de bâtiments résidentiels (36 millions de logements) et de 15,6 millions de bâtiments tertiaires.
[68] Les usages blancs recouvrent les lave-linge, lave-vaisselle et sèche-linge.

considère une mutualisation plus importante des véhicules (usage partagé) qui conduit proportionnellement à un nombre de véhicules électriques environ 2 fois plus faible. La différence de capacité de stockage engendrée (supposée proportionnelle au nombre de véhicules bien que l'usage soit plus intensif) est compensée en augmentant d'autant les capacités des stockages court-terme.

L'équilibre global du système dépend aussi des capacités respectives de la production pilotable (cogénération bois ou biogaz, hydraulique à réservoir…) qui permettent d'ajuster la production à court-terme et de manière infra-hebdomadaire (et se cumulent donc aux capacités de stockage associées). Au niveau régional, on estime la puissance des installations de productions de pointe venant compléter les installations de production et stockage au prorata de la somme des puissances installées pouvant être mobilisées à la pointe dans l'étude nationale.

5.3.2. Différents types de stockage

La principale caractéristique d'un moyen de stockage est le ratio entre la puissance et l'énergie stockée, déterminant le temps pendant lequel le moyen de stockage peut se décharger à pleine puissance. Afin de pouvoir atteindre l'objectif de 100 % EnRe, trois types de stockage sont considérés dans l'étude nationale et font donc l'objet d'une évaluation pour le scénario régional considéré :

- un stockage dit de court-terme (6 heures de durée de décharge), représentant une méta-technologie assimilable, en termes de caractéristiques technico-économique à des ACAES[69] ou des batteries ;
- un stockage infra-hebdomadaire permis par des STEP[70] (32 heures de durée de décharge), et a fortiori constituant également un stockage infra-journalier ;
- un stockage inter-saisonnier réalisé par l'intermédiaire de filières « Power to Gas » et « Gas to Power ».

A noter que toute autre technologie permettant d'assurer les mêmes fonctions de stockage pourrait se substituer aux modèles précédents. Ainsi des volants d'inertie ou des STEP sur les galeries de mines pourraient aussi représenter des solutions envisageables à terme.

Par ailleurs, au-delà du besoin d'assurer l'équilibre instantané entre l'offre et la demande, il est aussi nécessaire que le système de production/stockage/régulation permette d'assurer les services système, c'est-à-dire de respecter à tout moment un certain niveau de qualité pour ne pas détruire ou endommager les équipements raccordés au réseau. Il s'agit en particulier d'assurer la qualité de la fréquence et la tension du réseau. Les moyens de stockage, en compléments du développement de l'électronique de puissance, pourraient permettre de garantir (à une échelle géographique à déterminer) la qualité de la fourniture d'électricité qui autrement serait dégradée avec moins de machines tournantes à forte inertie.

5.3.3. Stockage court terme

Dans une vision d'un système 100 % EnRe, les besoins de stockage court-terme ne dépendent pas de la quantité d'énergie maximale à stocker (largement excédentaire aux besoins quotidiens la moitié de l'année) mais d'une optimisation entre les capacités et rendement relatifs des moyens de stockage long terme, moyen terme et court terme, en lien avec la capacité de pilotage de la demande. Le système étant considéré comme optimisé dans l'étude 100 % nationale, on suppose donc que l'on peut dimensionner les besoins de stockage court terme régionaux au prorata de la demande régionale d'énergie. La part climato-sensible des consommations est plus importante régionalement qu'au niveau national, les besoins de stockage saisonniers sont donc eux aussi plus importants. On fait cependant l'hypothèse que ceci n'impacte pas le dimensionnement du stockage court terme, la fluctuation infra-journalière des consommations de chauffage étant assurée par une mobilisation variable du stockage saisonnier.

Comme précisé précédemment, les technologies dédiées au stockage court terme, en complément des batteries des voitures électriques, sont associées à des ACAES mais il peut s'agir de batteries, notamment de véhicules en seconde vie, ou de STEP réalisées grâce aux anciennes galeries minières,

[69] Adiabatic Compressed Air Energy Storage : stockage d'électricité par air comprimé adiabatique
[70] Station de transfert d'énergie par pompage, constitué de deux bassins hydrauliques à des altitudes différentes

de volants d'inertie ou d'autres technologies inexistantes actuellement qui pourraient se développer d'ici 2050. Les tailles unitaires et les niveaux de décentralisation de ces installations pourront aussi être très variables, notamment selon le fonctionnement des réseaux et interconnexions. Le système 2050 pouvant être constitué d'un mix entre des unités fortement centralisées et de petits stockages répartis dans les logements, à l'instar des batteries des véhicules.

5.3.4. Stockage infra-hebdomadaire

Dans cette approche, nous considérons que le stockage infra-hebdomadaire, constitué de STEP dans l'étude nationale, est un élément mutualisé du réseau national aujourd'hui en grande partie existant et dimensionné pour couvrir les besoins nationaux. On ne dimensionne donc pas d'équipements spécifiques régionaux au-delà de la contribution du stockage long terme à l'équilibre à cette échelle temporelle.

Les STEP et stockages de court-terme, de rendements identiques 0.81, font chacun subir 3 TWh de pertes au système soit 6 TWh pour une consommation totale annuelle de 422 TWh au niveau national. Ce taux de 1,4 % est repris dans l'extrapolation régionale pour les pertes des stockages court-terme et infra-hebdomadaire qui représenteraient environ 280 GWh.

5.3.5. Stockage inter-saisonnier

Le stockage inter-saisonnier considéré dans le scénario 100 % ENRe national est réalisé par méthanation avec injection de CH4 dans le réseau de gaz naturel. Les transferts interrégionaux de gaz sont réalisés sur ce réseau. Les placements géographiques des filières de « Power to Gas » (P2G) et « Gas to Power » (G2P) sont optimisés (et indépendants l'un de l'autre) nationalement en fonction des capacités de production et de la demande.

Dans notre scénario régional où la production régionale permet de couvrir annuellement les besoins, les flux inter-saisonniers transfrontaliers sont réduits. Les unités de stockage (électrolyseur) et de déstockage (pile à combustible) peuvent être localisées sur les mêmes lieux, rendant ainsi moins nécessaire la conversion du H2 en CH4 pour transporter l'énergie stockée. Ceci limite aussi les contraintes d'implantation près d'un producteur de CO2 pour la méthanation, même si la Région, comme indiqué précédemment, dispose plutôt d'atouts sur ce sujet.

Nous supposons qu'à échéance 2050 la conversion P2H (hydrolyse) atteint un rendement de 85 % [71] et que celle des Piles à Combustible atteint un rendement de 60 % minimum[72], soit un rendement global de 50 %[73] (à comparer au rendement de 33 % utilisé dans l'étude 100 % ENRe qui ne considère pas d'évolution technologique pour les rendements – cf. p63 du rapport).

Le graphique suivant présente l'évolution de l'énergie totale stockée pour assurer l'équilibre saisonnier dans le scénario régional.

[71] Potentiel 90 % dans présentation Hydrogène Club Mines Energie, 11 mars 2015

[72] GE-Fuel cells The power of tomorrow, Brandon Owens and John McGuinness, General Electric (https://www.ge.com/sites/default/files/GE_FuelCells.pdf)

[73] On pourrait supposer un rendement global plus élevé en considérant une valorisation combinée de la chaleur lors des phases de conversion, ce qui nécessiterait en particulier de localiser les installations de régénération de l'électricité près des besoins de chaleur concomitants à ceux d'électricité, ce qui génère aussi des contraintes sur l'approvisionnement en H2 (stockage, distribution).

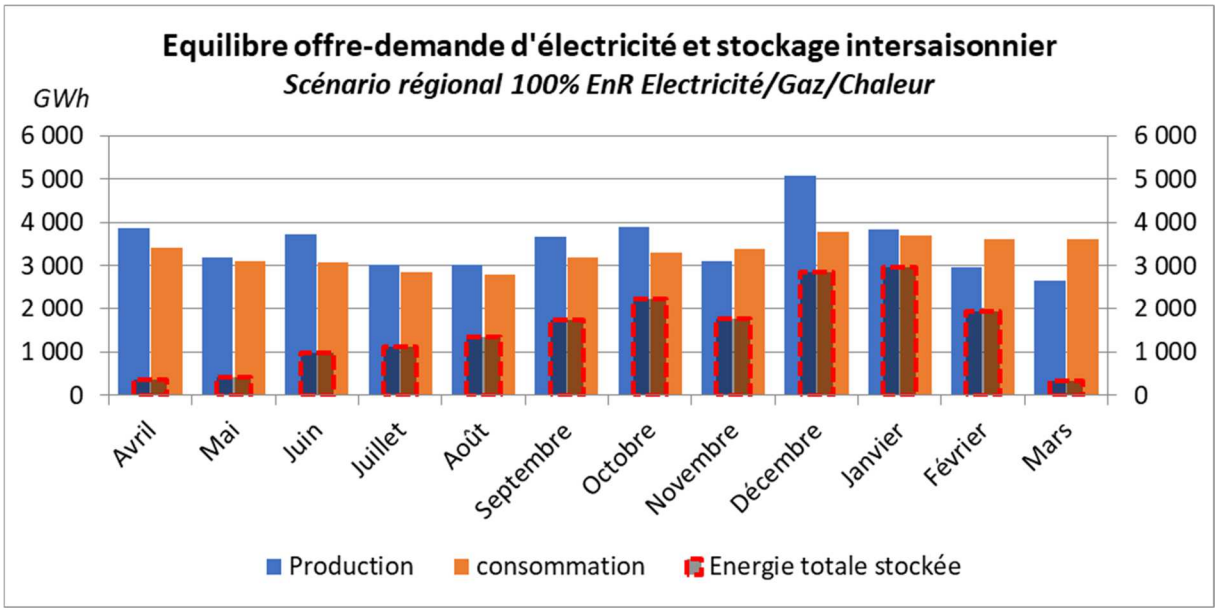


Figure 92 : Scénario 100 % régional : bilan mensuel de la demande, de l'offre et de l'énergie cumulée stockée via le P2G

Conseil de lecture : En décembre, la consommation électrique s'élève à environ 3 800 GWh tandis que la production (sous l'effet principalement de l'éolien sur ce mois) atteint un pic à près de 5 100 GWh. Le surplus de production de 1 300 GWh vient augmenter le stockage d'environ 1 100 GWh, compte tenu des pertes de conversion P2G….

Globalement les pertes dues au stockage inter-saisonnier s'élèveraient à 1 800 GWh, soit 5 % de la consommation totale annuelle d'électricité.

5.3.6. Bilan du dimensionnement

Compte tenu des hypothèses présentées précédemment, le tableau suivant synthétise les productions renouvelables et les capacités de stockage et de production, en précisant le cas échéant la manière dont le dimensionnement a été réalisé. Les valeurs en noir correspondent aux hypothèses de production du scénario régional, les valeurs en rouge sont issues d'une extrapolation du scénario national.

	Filières	Capacités installées (MW)		Commentaires
		Référence : 100 % EnR nationale	REV3 HdF	
Productions non pilotables d'EnR	PV toiture	25 450	15 282	
	PV sol	37 643	2 500	
	CSP	416		
	Eolien Onshore surtoilé	73 575		On reste sur des machines classiques dont la production annuelle est plus importante. Le développement du surtoilé permet dans le scénario national d'optimiser, en particulier, les besoins de stockage. On néglige cependant dans cette approche l'impact sur l'accroissement des besoins de capacités de stockage.
	Eolien Onshore classique	22 923	10 370	
	Eolien Offshore	9 976	4 000	
	Marémotrice	240	1000	
	Hydrolienne	0	100	
	Fil de l'eau	7 628	12	
Producti	Hydraulique à réservoirs	13 208		
	Géothermie	135		

	Cogénération Bois	3 000	58	
	UIOM/chaleur fatale/gaz sidérurgiques	429	315	
	Cogénération Méthanisation	917	82	
	Gas to Power	16 819	2 807	En première approche, on dimensionne la puissance totale cumulée à la pointe en proportion de l'énergie totale consommée (ratio très proche de celui de la population). Cette puissance est égale à = G2P + Production d'EnR pilotable + Déstockages court terme et infra-hebdo. Les deux derniers éléments étant eux-mêmes dimensionnés en fonction de la population, on a donc : puissance G2P = (G2P nationale + Prod EnR pilotable nationale) * conso_région / conso_nat - Prod EnR pilotable régionale
Stockage court terme	CAES	12 154	1 287	Le stockage court-terme est constitué des CAES (ou équivalent) et des batteries des véhicules. En première approche, on estime cette puissance totale court terme au prorata de la population, puis la puissance CAES en tenant compte du déficit résultant d'un nombre de VE plus faibl, on a donc : CAES région = (CAES nation + VE nation) * conso_région / conso_nat - VE région
	Véhicules électriques	7000	523	Echelle nationale : 10,7 M de véhicules électriques. Région : 0,8M (au lieu d'env. 1M en proportion). En première approche, on considère une capacité proportionnelle au nombre de véhicules.
	STEP	7 011	663	Stockages STEP considérés mutualisés. Puissance affectée à la Région évaluée au prorata de la consommation.
	Power to Gas	17 289	3 446	Pour la France, la production mensuelle maximale de gaz de synthèse (en juin) s'élève 6 500 GWh. On dimensionne les capacités régionales (en puissance) pour cette production au prorata de la quantité mensuelle maximale à stocker.
	PowertoHeat (réseaux)	210	0	On dispose déjà d'un gisement important en chaleur fatale pour les réseaux, on ne suppose donc pas ici d'injection complémentaire de chaleur produite avec des PAC dans ces réseaux. A préciser cependant au niveau du bilan : si on baisse la cogé bois, on libère de la ressource bois pour du BtG --> moins de méthanation nécessaire pour injection dans RG --> prod° PV/éolien dispo pour élec+stockage H2
	PowertoHeat (Chauffe-eau)	3 000	588	3 GW en pointe pour une consommation de 7 TWh pour la production d'ECS résidentielle au niveau national. La consommation régionale d'électricité pour l'ECS résidentielle estimée à 1,4 TWh, on évalue la capacité de pilotage correspondant au prorata des consommations.

5.3.7. Limites de cette extrapolation régionale

Au-delà des simplifications et approximations, cette extrapolation est biaisée par un système dimensionné dans des conditions et objectifs différents. Le scénario 100 % électrique national recherche une optimisation technico-économique des moyens de production et de stockage nationaux, en fonction notamment du réseau.
Le scénario régional, du fait de la seule valorisation des gisements régionaux afin d'atteindre une couverture annuelle maximale des besoins énergétiques, recentre les équipements de stockage nécessaires pour assurer l'équilibre offre-demande sur le territoire de production.
Le mix énergétique de la production du scénario régional est par ailleurs différent du mix considéré dans l'étude nationale, mais le dimensionnement se concentrant sur les équilibres mensuels, les impacts sur les capacités de stockage court et moyen termes ne sont pas pris en compte.

Au-delà de cette optique de maximisation de l'offre d'énergie locale et de meilleure adéquation géographique de l'offre et de la demande, la recherche d'un système optimal doit tenir compte de l'ensemble des vecteurs énergétiques et transferts possibles des consommations et productions. Ainsi, il pourrait être intéressant de tenir compte de la mini/micro-cogénération par Piles à Combustible afin d'optimiser les rendements globaux de conversion (même si pour l'heure les surcoûts de telles solutions les rendent difficilement envisageables et leur réponse aux services système est moindre qu'un stockage de type CH4).

Par ailleurs, le système électrique, tout comme les réseaux de gaz, sont et resteront interconnectés. Si la maximisation de l'exploitation des gisements énergétiques locaux peut réduire l'échelle d'optimisation, celle-ci doit cependant être appréhendée dans une logique de flux intra et inter-réseaux (électricité, gaz, chaleur, hydrogène…)., intégrant les échanges avec les territoires voisins, en particulier ceux qui pourraient être déficitaires en énergie faute de ressources suffisantes au regard de leur consommation.

5.4. Emissions de CO2

Les résultats en énergie primaire ont été retranscrits en émissions de CO2. Le calcul inclut uniquement les émissions de CO2 liées à la combustion d'énergie. Les facteurs d'émissions utilisés sont ceux du CITEPA[74], de l'IPCC[75] ou de l'ADEME[76] pour le facteur d'émissions de l'électricité. Les énergies renouvelables électriques (éolien, PV, EMR), le solaire thermique, la chaleur environnement, les biocarburants, les déchets et la biomasse sont supposés avoir un facteur d'émissions nul.

Facteurs d'émission		Unité	Source
Charbon	3,96	tCO2/tep	CITEPA
Gaz Naturel	2,35	tCO2/tep	IPCC
Diesel	3,14	tCO2/tep	CITEPA
Essence	2,90	tCO2/tep	IPCC
GPL	2,64	tCO2/tep	CITEPA
Fioul	3,27	tCO2/tep	CITEPA
Gaz sidérurgiques	11,48	tCO2/tep	CITEPA
Electricité	65	gCO2/kWh	BILAN GES (scope 2-combustion uniquement)

Tableau 8 : Facteurs d'émission utilisés pour le calcul des émissions de CO2

Pour l'électricité et le gaz naturel provenant des réseaux nationaux, aucune évolution du facteur d'émission n'est considérée puisque l'évolution du mix électrique ou gazier au niveau national ne fait pas partie de l'élaboration du scénario.

Le scénario autonomie faible conduit à une réduction de 60 % des émissions de CO2 entre 2015 et 2050. La baisse atteint 69 % dans le scénario autonomie forte grâce à une décarbonisation plus marquée du mix régional et 72 % dans le scénario optimisé.

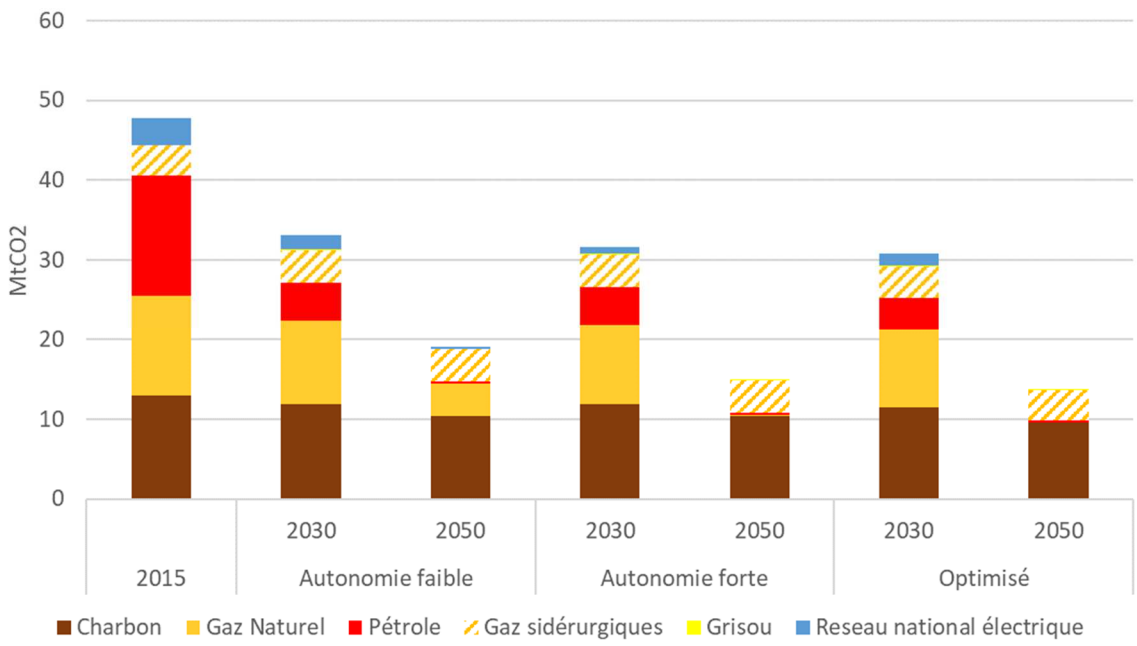


Figure 93 : Emissions de CO2 liées à la combustion d'énergie dans les trois scénarios

[74] Organisation et méthodes des inventaires nationaux des émissions atmosphériques en France - p 84 (Mai 2017)
[75] Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Chapter 1 - p 23-24 (2006)
[76] Documentation des facteurs d'émission BILAN GES (2017)
http://bilans-ges.ademe.fr/fr/basecarbone/donnees-consulter/liste-element/categorie/64/siGras/1

6. Conclusions

En guise de conclusion, sont mis en exergue plusieurs limites ou partis pris qu'il convient de souligner notamment dans des perspectives d'approfondissements de ces travaux.

Ce travail constitue en effet un point d'étape sur la trajectoire qui doit conduire aux ambitions de 2050. La réflexion se poursuit sur les enjeux matières et ressources avec un travail complémentaire sur les champs de l'économie circulaire, pour tendre vers une vision enrichie de la transition énergétique et écologique à l'échelle régionale.

- Les scénarios de la demande énergétique de la sidérurgie n'intègrent aucune hypothèse de substitution des énergies, même si la substitution d'une partie du coke de charbon par du gaz dans les hauts fourneaux est une idée qui émerge, notamment chez l'industriel Arcelor Mittal. Celui-ci a récemment annoncé le lancement d'un projet avec Europlasma dont l'objectif est la valorisation des gaz issus des hauts fourneaux (riches en CO2 et contenant du CH4). Les gaz seraient injectés dans un réacteur de type Turboplasma permettant, après craquage et reformage des molécules, de générer du syngas qui pourrait être directement réinjecté dans les hauts fourneaux, diminuant ainsi d'autant la consommation de coke de charbon. Ces éléments restent néanmoins encore au stade de projet ou de phase de test, c'est la raison pour laquelle nous avons choisi de ne pas les intégrer à ce stade. La problématique industrielle étant cruciale en termes d'émissions de gaz à effet de serre sur le territoire régionale, ces options, avec de la capture et du stockage de carbone (CSC), sont à explorer sans plus attendre pour se mettre sur une trajectoire régionale compatible avec le Facteur 4 et l'Accord de Paris, puis la neutralité carbone.

- L'hypothèse sur le trafic global de marchandises s'appuie sur les éléments du SRCAE Nord-Pas-de-Calais qui projetait une baisse des consommations de biens en lien avec les nouveaux modèles économiques (économie de la fonctionnalité, économie circulaire). Des grands projets d'aménagements (comme le Canal Seine Europe ou encore l'aménagement du port de Dunkerque) vont dans le sens d'un report modal plus écologique, mais dans une certaine mesure aussi dans le sens d'un accroissement du trafic de marchandises notamment des flux de transit. Néanmoins, le périmètre de notre étude exclut le trafic de transit, ce qui n'empêche donc pas la région d'accroître son trafic de fret en transit (le Canal Seine Europe reliant le littoral dunkerquois et la Belgique au reste de la France).

- Les hypothèses sur la rénovation des bâtiments semblent très ambitieuses par rapport aux tendances actuelles : le rythme atteint mais aussi la qualité sont bien plus élevés que les niveaux observés à ce jour. Par exemple, le nombre de rénovations BBC dans le résidentiel est estimé à 12 400 en 2015 alors qu'on vise un rythme de 61 500 en 2025 soit une multiplication par quasiment 5 en 10 ans. Cette hypothèse constitue néanmoins un levier primordial pour atteindre les objectifs en termes de réduction des consommations dans le bâtiment. Si on maintient le rythme actuel de rénovations performantes, en considérant que le niveau atteint est celui BBC, donc mieux qu'aujourd'hui, la consommation énergétique du résidentiel serait 18 % plus importante en 2050 que le scénario autonomie faible ! (soit de l'ordre de 5 TWh supplémentaire).

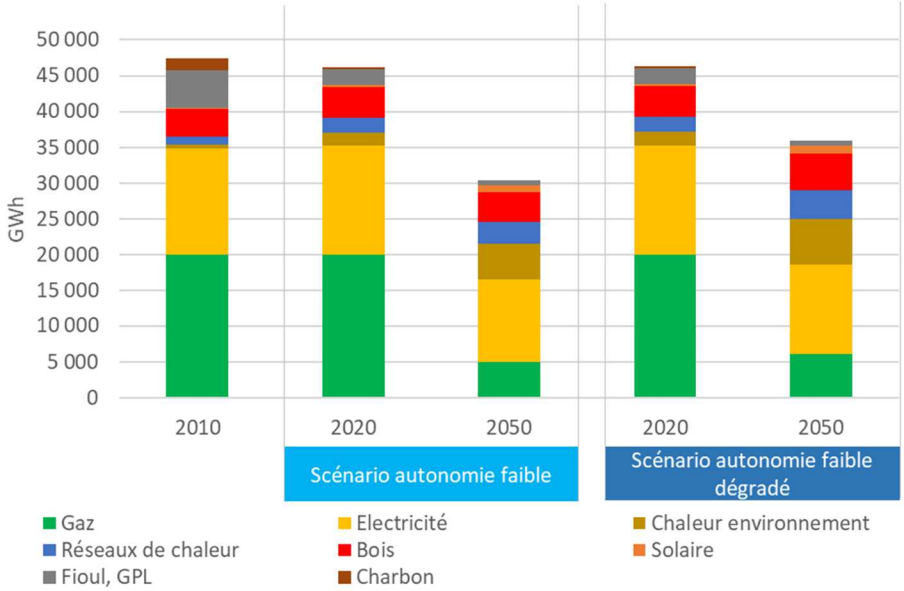


Figure 94 : Consommation d'énergie finale du résidentiel selon le scénario autonomie faible et celui avec dégradation du nombre de rénovations BBC

- Les scénarios décrits dans ce rapport présentent une vision principalement énergétique. La problématique du changement climatique et donc les émissions de GES étant un des moteurs de la TRI, il existe un levier supplémentaire de réduction des émissions de GES qui est la capture et stockage de carbone. Il existe plusieurs technologies de captage et stockage de CO2 avec des projets pilotes qui voient actuellement le jour dans le monde. Cette technique semble particulièrement intéressante pour la région des Hauts-de-France étant donné qu'elle concentre aujourd'hui des sources d'émissions de CO2 importantes avec ses industries, notamment la sidérurgie, et demain de nombreux sites de méthanisation avec du biogaz à épurer. Et le territoire pourrait disposer de plusieurs formations géologiques propices au stockage.

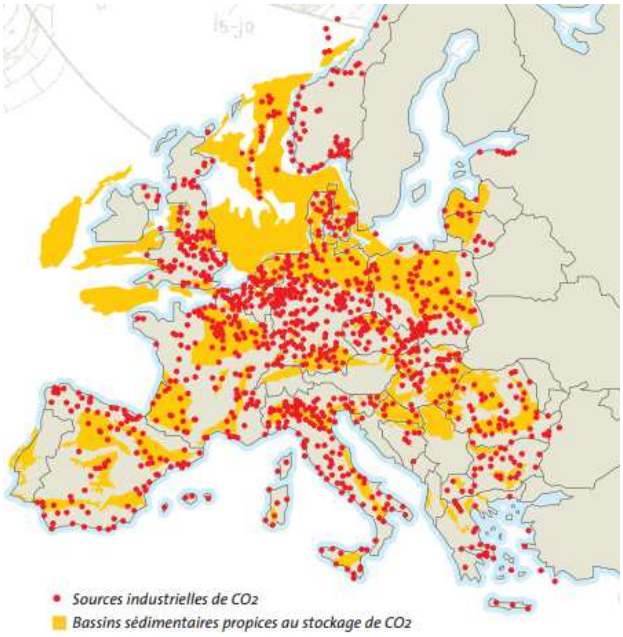


Figure 95 : Cartographie européenne des principales sources d'émission de CO2 industrielles et des bassins sédimentaires contenant des formations géologiques profondes propices au stockage de CO2[77]

[77] Source : https://hal-brgm.archives-ouvertes.fr/hal-00823353/file/09-Czernichowski16BD.pdf

- La logique de « valorisation maximale » des gisements du scénario autonomie forte n'est pas totalement respectée. On pourrait en effet pousser la logique de production de manière plus intense sur le gisement éolien terrestre en supposant un développement plus important de nouveaux parcs sur des zones non exploitées et en augmentant la taille des machines (renouvelées ou initiales). Ce scénario tient donc compte des limites, notamment d'appropriation par les territoires, que peut connaitre ce mode de production et vise un équilibre dans le développement des différentes sources d'énergie locales.

- L'équilibre offre-demande recherché dans cette étude sur l'ensemble des vecteurs, en particulier pour le scénario autonomie maximale, vise uniquement à établir le niveau de « capacité » du territoire à pouvoir assurer une production à hauteur de ses besoins énergétiques sur l'ensemble des vecteurs. Comme on le voit, le bilan global peut être équilibré voire positif sur une année. On aurait pu supposer un quatrième scénario faisant la double hypothèse de valorisation forte des gisements de production locale du scénario autonomie forte et hypothèses de réduction plus intense de la demande du scénario optimisé, dans une logique de valorisation maximale des potentiels, notamment pour exporter vers les territoires voisins. La question de l'autonomie des territoires (régionaux ou autres) peut poser des questions nouvelles de solidarités entre territoires, et il convient de penser dès à présent les modalités de coopération entre territoires.

- Comme cela a déjà été évoqué, la présente étude ne vise pas à définir le chemin le plus probable ou le plus efficace d'un point de vue économique pour atteindre un objectif fixé mais à illustrer différents avenirs énergétiques, différentes possibilités de trajectoires énergétiques pour le territoire régional, en fonction d'hypothèses prises sur les niveaux de maîtrise de la demande et de valorisation des gisements d'énergies locales. Les avenirs décrits ne peuvent bien évidemment pas être envisagés sans tenir compte des interactions avec le système énergétique actuel à l'échelle nationale et européenne, l'optimisation économique dépendant entre autres de la flexibilité apportée par le « système extérieur » pour limiter les besoins de stockage à l'échelle régionale. Pour autant, cette vision centrée sur les capacités régionales permet d'apporter un éclairage différent des études nationales où l'optimisation est recherchée dans les échanges à cette échelle et ne tient donc pas compte des ambitions de développement des territoires ou la recherche d'une sécurisation relative de l'approvisionnement énergétique du territoire.

- La question de l'autonomie du territoire reste sûrement encore à approfondir, notamment en termes purement énergétiques (quelle ambition, rapport aux réseaux nationaux, velléités de déconnexion ou non des systèmes nationaux, ...), mais aussi dans son ambition politique de maîtrise de la transition (planification ou programmation énergétique, politique de soutien infra nationale…).

Références bibliographiques

- Friches en région Nord - Pas de Calais - Picardie, 2016
- Région Nord-Pas-de-Calais, Mprime energy, Indicta, Nass&Wind, Etude de gisement et de structuration de la politique de développement des EMR sur la façade du Nord-Pas-de-Calais et de la Picardie
- ADEME, Artelys, ARMINES-PERSEE, Energies Demain, « Mix électrique 100 % renouvelable ? Analyses et optimisations », Juin 2016
- ADEME, Documentation des facteurs d'émission de la Base Carbone v11.0.0, Novembre 2014
- ADEME, Enerdata, Energies Demain, « Actualisation du scénario énergie-climat ADEME 2035-2050 », Octobre 2017
- ADEME, Etude des potentialités de récupération d'énergies fatales perdues en Nord-Pas-de-Calais, 2012
- ADEME, GRTGaz, GrDFGRDF, E&E Environnement, Hespul et Solagro, Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire, Septembre 2014
- ADEME, IGN, FCBA, « Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035 », 2016.
- ADEME, Indiggo, Etude nationale sur le covoiturage de courte distance, Septembre 2015
- ADEME, La chaleur fatale, 2017
- ADEME et Conseil régional Nord-Pas-de-Calais, EnergiesEnergie Demain et E&E Environnement, Etude efficacité énergétique en Nord-Pas-de-Calais, 2011
- ADEME, Virage Energie, Mieux vivre en région Nord-Pas-de-Calais, Mars 2016. http://wordpress.virage-energie-npdc.org/wp-content/uploads/2016/01/Virage-%C3%A9nergie-NPdC_Rapport-complet-%C3%A9tude-mieux-vivre_mars2016.pdf
- AFHYPAC, L'hydrogène une réalité dans les territoires, Juin 2017. http://www.afhypac.org/documents/divers/AFHYPAC_H2regions_2017-06-09_web.pdf
- AFHYPAC, Memento de l'hydrogène fiche 4.1, Mai 2016. http://www.afhypac.org/documents/tout-savoir/Fiche%204.1%20-%20Transport%20hydrog%C3%A8ne%20-%20revmai2016ThA.pdf
- BRGM, Atlas du potentiel géothermique des aquifères de la région Picardie, novembre 2012
- CCI Nord de France, Les projets d'infrastructures et de services de transport en Nord-Pas-de-Calais,
- CERC, Bilan Bâtiment Durable 2015, Novembre 2016
- CGDD, Covoiturage longue distance : état des lieux et potentiel de croissance, Mai 2016
- CITEPA, Organisation et méthodes des inventaires nationaux des émissions atmosphériques en France, Mai 2017

- Conseil Régional de la Picardie, Schéma Régional Climat Air Energie Picardie, Juin 2012Conseil Régional des Hauts-de-France, Ateliers du SRADDET / Climat Air Energie, Mai 2017
- Conseil Régional du Nord-Pas-de-Calais, Schéma Régional Climat Air Energie Nord-Pas-de-Calais, Novembre 2012
- Conseil Régional du Nord-Pas-de-Calais, Volet Climat du SRADDT, Novembre 2012
- DREAL Hauts-de-France, Analyse du développement de l'éolien terrestre dans la région Hauts-de-France - Données arrêtées au 01/07/2017, Novembre 2017
- ENEA, INRIA, ADEME, Évaluation du gisement potentiel de ressources algales pour l'énergie et la chimie en France à horizon 2030, juillet 2014
- Europlasma, Europlasma s'engage auprès d'Arcelor Mittal pour réduire l'empreinte carbone de la sidérurgie, http://www.europlasma.com/wp-content/uploads/2017/08/CP-Europlasma-Arcelor-26-02-2018.pdf
- Observatoire Climat Hauts-de-France, Tour d'horizon Climat-Energie Hauts-de-France, 2017
- IPCC, Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories - Chapter 1, 2006
- Pôle d'excellence régional Energie2020, Airele, CEREN et TW Ingénierie, Analyse des besoins et solutions énergétiques des acteurs économiques et territoriaux du Nord-Pas-de-Calais, Avril 2014
- Préfectures du Nord et du Pas-de-Calais, Rapport de la Commission d'Enquête -Volume 1- Enquête publique du 5 novembre 2013 au 6 décembre 2013, préalable à la décision ministérielle de prolongation de la concession d'hydrocarbures liquides et gazeux dite « de Poissonnière » pour une durée de 25 ans, Arrêté inter préfectoral du 26 septembre 2013
- Région Nord-Pas-de-Calais, Burgéap, Rapport de la mission d'enquête sur la géothermie en Nord-Pas-de-Calais, décembre 2014
- RTE, données régionales, productions et facteurs de charge, https://opendata.rte-france.com/explore/dataset/fc_tc_region_annuel/, https://opendata.rte-france.com/explore/dataset/prod_region_annuelle_enr/?disjunctive.libelle_region

Index des tableaux et figures

Tableaux [i]

Tableau 1 : Hypothèses d'évolution du PIB 13
Tableau 2 : Hypothèses d'évolution de la structure du PIB 14
Tableau 3 : Parc de véhicules pour le transport de passagers selon le scénario autonomie faible 27
Tableau 4 : Parc de véhicules pour le transport de marchandises selon le scénario autonomie faible 30
Tableau 5 : Evolution des consommations spécifiques des VUL et camions neufs selon le scénario autonomie faible 31
Tableau 6 : Parc de véhicules pour le transport de passagers selon le scénario optimisé 33
Tableau 7 : Ratio équivalent temps plein par logement rénové utilisé par In Numeri dans l'étude emploi de la REV3..... 41
Tableau 8 : Facteurs d'émission utilisés pour le calcul des émissions de CO2..... 105

Figures[i]

Figure 1 : Objectifs de la TRI dans le Master Plan du Nord-Pas-de-Calais..... 9
Figure 2 : Projection homothétique des ambitions de la REV3..... 10
Figure 3 : Evolution de la population des Hauts-de-France 13
Figure 4 : Consommation d'énergie finale de l'industrie selon le scénario autonomie faible..... 15
Figure 5 : Consommation d'énergie finale de l'industrie par branche selon le scénario autonomie faible 15
Figure 6 : Consommation d'énergie finale de l'industrie selon les trois scénarios..... 16
Figure 7 : Estimation de la répartition de la consommation d'énergie finale de la sidérurgie par énergie (2015) 16
Figure 8 : Niveau de production d'acier par procédé dans le scénario autonomie faible 17
Figure 9 : Consommation unitaire d'électricité pour chaque procédé sidérurgique dans le scénario autonomie faible 18
Figure 10 : Consommation unitaire de combustibles pour la production d'acier primaire dans le scénario autonomie faible..... 18
Figure 11 : Niveau de production d'acier par procédé dans le scénario optimisé 19
Figure 12 : Estimation de la répartition de la consommation d'énergie finale par branche (hors sidérurgie) (2015) 19
Figure 13 : Evolution de la structure industrielle pour le scénario autonomie faible (milliards d'euros 2010)..... 20
Figure 14 : Indices d'efficacité énergétique des branches industrielles pour le scénario autonomie faible (2010 année de référence) 20
Figure 15 : Mix énergétique de l'industrie (hors sidérurgie) pour le scénario autonomie faible..... 21
Figure 16 : Consommation d'énergie finale du transport selon le scénario autonomie faible 23
Figure 17 : Consommation d'énergie finale du transport de passagers par mode selon le scénario autonomie faible 23
Figure 18 : Consommation d'énergie finale du fret par mode selon le scénario autonomie faible 24
Figure 19 : Consommation d'énergie finale du transport selon les trois scénarios..... 24
Figure 20 : Répartition de la consommation d'énergie finale des transports par énergie en 2015 (GWh) 25
Figure 21 : Répartition de la consommation d'énergie finale des transports par mode de transport en 2015 (GWh) 25
Figure 22 : Trafic de passagers selon le scénario autonomie faible (en milliards de passagers.kilomètres) 26
Figure 23 : Parts de marché des ventes de voitures dans le scénario autonomie faible..... 27
Figure 24 : Parts de marché du stock de voitures selon le scénario autonomie faible..... 28
Figure 25 : Parts de marché des ventes de bus et autocars selon le scénario autonomie faible..... 28
Figure 26 : Parts de marché du stock de bus et autocars selon le scénario autonomie faible..... 29
Figure 27 : Estimation du trafic de marchandises par mode (milliards de tonnes.kilomètres)..... 30
Figure 28 : Parts de marché des ventes de VUL et camions selon le scénario autonomie faible..... 30
Figure 29 : Parts de marché du stock de VUL et camions selon le scénario autonomie faible..... 31

Figure 30 : Trafic de passagers par mode selon le scénario optimisé (en milliards de passagers.kilomètres) 32
Figure 31 : Parts de marché des ventes de voitures selon le scénario optimisé 33
Figure 32 : Parts de marché des voitures selon le scénario optimisé 34
Figure 33 : Consommation d'énergie finale du transport de passagers selon les 3 scénarios 34
Figure 34 : Consommation d'énergie finale du résidentiel selon le scénario autonomie faible (GWh). 36
Figure 35 : Consommation d'énergie finale du tertiaire selon le scénario autonomie faible (GWh) 37
Figure 36 : Consommation d'énergie finale du résidentiel par usage selon le scénario autonomie faible (GWh) 37
Figure 37 : Consommation d'énergie finale du tertiaire par usage selon le scénario autonomie faible (GWh) 38
Figure 38 : Consommation d'énergie finale du résidentiel selon les trois scénarios (GWh) 38
Figure 39 : Consommation d'énergie finale du tertiaire selon les trois scénarios (GWh) 39
Figure 40 : Répartition de la consommation d'énergie finale du résidentiel par usage 39
Figure 41 : Répartition de la consommation d'énergie finale du tertiaire par usage 40
Figure 42 : Parc de logements selon le scénario autonomie faible 40
Figure 43 : Rythme annuel de construction de logements selon le scénario autonomie faible 41
Figure 44 : Rythme annuel de rénovation de logements selon le scénario autonomie faible 42
Figure 45 : Parts de marché des systèmes de chauffage dans le parc existant selon le scénario autonomie faible 42
Figure 46 : Parts de marché des systèmes de chauffage dans le neuf selon le scénario autonomie faible 43
Figure 47 : Parts de marché des systèmes d'ECS dans le parc selon le scénario autonomie faible ... 43
Figure 48 : Surface tertiaire selon le scénario autonomie faible 44
Figure 49 : Evolution de la surface tertiaire construite selon le scénario autonomie faible 44
Figure 50 : Rythme annuel de rénovation de surface tertiaire selon le scénario autonomie faible 45
Figure 51 : Parts de marché des systèmes de chauffage dans l'existant selon le scénario autonomie faible 45
Figure 52 : Parts de marché des systèmes de chauffage dans le neuf selon le scénario autonomie faible 46
Figure 53 : Surfaces moyennes des logements dans le scénario optimisé 47
Figure 54 : Surface tertiaire selon le scénario optimisé 47
Figure 55 : Rythme annuel de surface tertiaire construite selon le scénario optimisé 48
Figure 56 : Consommation d'énergie finale du secteur agricole selon le scénario autonomie faible ... 49
Figure 57 : Consommation d'énergie finale totale selon le scénario autonomie faible (GWh) 50
Figure 58 : Consommation d'énergie finale totale selon les trois scénarios (GWh) 50
Figure 59 : Décomposition des gains de réduction de la demande d'énergie entre 2010 et 2050 pour les trois scénarios 51
Figure 60 : Carte des éoliennes suivant leur statut avec en fond de carte les zones à potentiel de développement éolien identifiées par les anciens SRE, au 3 juillet 2017 – Source : Analyse du développement de l'éolien terrestre dans la région Hauts-de-France, DREAL Hauts-de-France, novembre 2017 52
Figure 61 : Projection de la puissance éolienne terrestre installée pour les trois scénarios 54
Figure 62 : Projection de la puissance éolienne offshore installée pour les trois scénarios 56
Figure 63 : Secteurs au large des côtes régionales potentiellement favorables à l'installation de parcs éoliens Offshore posés (source : wpd) 57
Figure 64 : Projection de la puissance marémotrice et hydrolienne installée pour les trois scénarios. 60
Figure 65 : Courantologie au large des côtes des Hauts-de-France (source : IFREMER, http://envlit.ifremer.fr/region/nord_pas_de_calais_picardie/milieu/courantologie) 61
Figure 66 : Projection de la puissance photovoltaïque installée pour les trois scénarios hors centrales au sol 63
Figure 67 : Projection de la puissance photovoltaïque des centrales au sol installée pour les trois scénarios 63
Figure 68 : Projection de la production hydraulique 65
Figure 69 : Projection de la production en méthanisation en cogénération, chaleur seule et biogaz ... 66
Figure 70 : Répartition des gisements pour la méthanisation d'après Etude 100 % gaz renouvelable réalisée par Solagro/AEC pour l'ADEME/GRTgaz/GRdF - janvier 2018 67
Figure 71 : Projection de production de chaleur solaire selon le mode de valorisation 68
Figure 72 : Projection de la consommation de bois énergie selon le mode de valorisation 69
Figure 73 : Projection d'injection de chaleur géothermique dans les réseaux 72

Figure 74 : Projection de la production d'agro-carburants 74
Figure 75 : Valorisation de la chaleur fatale 77
Figure 76 : Gisements de chaleur fatale selon le niveau de température et la proximité des réseaux de chaleur. D'après Faits & Chiffres, La Chaleur Fatale, ADEME, septembre 2017 77
Figure 77 : Valorisation des gaz de mines et sidérurgiques 80
Figure 78 : Production renouvelable et fatale selon les trois scénarios 82
Figure 79 : Bilan de la production renouvelable et fatale en 2050 selon les trois scénarios 83
Figure 80 : Offre d'EnR et de récupération régionale et demande énergétique dans le scénario autonomie faible 85
Figure 81 : Offre énergétique régionale par énergie et vecteur en 2050 selon le scénario autonomie faible 85
Figure 82 : Diagramme de Sankey des flux régionaux en 2015 86
Figure 83 : Diagramme de Sankey du scénario autonomie énergétique faible en 2050 87
Figure 84 : Offre d'EnR et de récupération régionale et demande énergétique dans le scénario autonomie forte 88
Figure 85 : Offre énergétique régionale par énergie et vecteur en 2050 selon le scénario autonomie forte 88
Figure 86 : Diagramme de Sankey pour le scénario autonomie énergétique forte en 2050 89
Figure 87 : Offre d'EnR et de récupération régionale et demande énergétique dans le scénario optimisé 90
Figure 88 : Offre énergétique régionale par énergie et vecteur en 2050 selon le scénario optimisé ... 90
Figure 89 : Diagramme de Sankey pour le scénario énergétique optimisé en 2050 91
Figure 90 : Courbes de charge électrique pour un jour d'hiver et un jour d'été (année climatique 2011) avec application des consommations projetées en 2050. Ces courbes n'intègrent pas les modifications de profils résultant des optimisations offre-demande (en particulier pour la production d'ECS qui reste majoritairement réalisée durant les heures creuses actuelles, c'est-à-dire de nuit). 98
Figure 91 : Courbes de production d'électricité pour les filières renouvelables (hors thermique et hydrolien/marémoteur) pour 2 jours d'hiver et d'été (année climatique 2011) avec application des productions projetées en 2050. 99
Figure 92 : Scénario 100 % régional : bilan mensuel de la demande, de l'offre et de l'énergie cumulée stockée 102
Figure 93 : Emissions de CO2 liées à la combustion d'énergie dans les trois scénarios 105
Figure 94 : Consommation d'énergie finale du résidentiel selon le scénario autonomie faible et celui avec dégradation du nombre de rénovations BBC 107
Figure 95 : Cartographie européenne des principales sources d'émission de CO2 industrielles et des bassins sédimentaires contenant des formations géologiques profondes propices au stockage de CO2 107

Glossaire et acronymes

Aérothermie : technique consistant à exploiter les calories contenues dans l'air pour la transmettre à l'air intérieur (pompe à chaleur air / air) ou à un circuit d'eau (pompe à chaleur air / eau) alimentant par exemple un plancher chauffant ou des radiateurs.

Agro-carburants de seconde génération : biocarburants obtenus à partir de la biomasse lignocellulosique, sans concurrence d'usage avec l'alimentaire : paille de céréales, miscanthus, bois et résidus forestiers, cultures dédiées, etc.

BBC : Bâtiment Basse Consommation, label constituant une référence obligatoire pour les constructions neuves depuis l'entrée en vigueur de la réglementation thermique 2012. Le label est également utilisé pour la rénovation (« BBC Effinergie rénovation »).

BHNS : Bus à Haut Niveau de Service, généralement autobus ou trolleybus apportant des services comparables au tramway ou métro (en termes de fréquence et de temps de trajet) mais dont le coût d'investissement en infrastructures est bien moindre

Bois-énergie : bois utilisé pour produire du feu, que ce soit pour se chauffer, s'éclairer, cuisiner ou produire de l'électricité

CERC : Cellule Economique Régionale de la Construction

CAES : mode de stockage d'énergie par air comprimé

CH4 : méthane, constituant principal du gaz naturel

Chaleur fatale : production de chaleur dérivée d'un site de production, qui n'en constitue pas l'objet premier, et qui, de ce fait, n'est pas nécessairement récupérée.

Cogénération : production simultanée de deux formes d'énergie différentes dans la même installation.

Downsizing : ensemble de procédés visant à réduire la cylindrée d'un moteur, sans en dégrader la puissance finale, dans le but de réduire la consommation en carburant

ECS : eau chaude sanitaire

Electricité spécifique : électricité consommée pour les services qui ne peuvent être rendus que par l'électricité (donc hors chauffage, eau chaude ou cuisson).

EMR : énergies marines renouvelables, hydrolienne (énergie des courants), houlomotrice (énergie de la houle et des vagues), éolienne en mer (posée ou flottante), ou encore ETM (énergie thermique des mers)

EnR : énergies renouvelables

Eolien offshore : éolienne implantée au large des côtes pour mieux exploiter l'énergie du vent

ETP : équivalent temps plein, unité permettant d'effectuer une mesure comparable de l'emploi (activité professionnelle ou études), malgré les disparités en termes de nombre d'heures de travail ou d'étude par semaine.

Facteur de charge : rapport entre l'énergie électrique effectivement produite sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite si elle avait fonctionné à sa puissance nominale durant la même période.

Facteur d'émissions : ratio entre la quantité de CO2 émise par la combustion de la ressource primaire considérée, et la quantité d'énergie contenue dans cette ressource

Géothermie basse énergie : technique consistant à exploiter les calories contenues dans le sol, utilisée pour une alimentation de quartiers au travers de réseau de chaleur. L'usage est ici direct, aucune PAC n'est installée.

Géothermie très basse énergie : technique consistant à exploiter les calories contenues dans le sol, nécessitant une PAC car la température prélevée est inférieure à 40°C. Elle dispose de deux technologies principales que sont la géothermie sur nappe aquifère (circuit ouvert) et la géothermie sur sonde (circuit fermé).

Géothermie sur eaux usées ou sur eaux de mer : type de géothermie très basse énergie puisant les calories dans les eaux usées ou l'eau de mer.

GES : Gaz à Effet de Serre

GNV : Gaz Naturel pour Véhicule, gaz naturel utilisé comme carburant (soit sous forme comprimé, GNC, soit sous forme liquéfié, GNL)

Grisou : gaz à base de méthane (CH4) qui, enfermé dans les roches carbonifères, se dégage lors des travaux d'exploitation de mines et devient explosible au contact de l'air

H2 : hydrogène

IGCE : Industrie Grande Consommatrice d'Energie

Méthanation : procédé consistant à faire réagir du dioxyde de carbone ou du monoxyde de carbone avec de l'hydrogène afin de produire du méthane et de l'eau

Méthanisation : procédé biologique de décomposition de matières pourrissables en l'absence d'oxygène générant entre autres du biogaz (composé de méthane et de dioxyde de carbone)

Mobilité individuelle motorisée : rapport entre le trafic de passagers hors mode doux (en passager.kilomètre) et la population

PAC : pompe à chaleur, système de chauffage prélevant les calories présentes dans un milieu naturel l'air, l'eau, la terre ou le sol, pour la transférer en l'amplifiant vers un autre milieu par exemple un immeuble ou un logement

PCI : Pouvoir Calorifique Inférieur, quantité de chaleur dégagée par la combustion d'une unité de masse de produit

Platooning : alignement de plusieurs camions les uns à la suite des autres, le premier étant conduit par un chauffeur, les suivants par un pilote automatique détectant les mouvements (freinage et accélération) du premier, réduisant ainsi la consommation de carburant

PV : panneau photovoltaïque, produit du courant électrique par transformation directe de l'énergie lumineuse en énergie électrique

RCU : réseaux de chauffage urbain ou encore réseau de chaleur

Repowering : remplacement intégral d'unités de production électrique par de nouvelles unités

RE2020 : Règlementation environnementale 2020 (future règlementation thermique englobant d'autres aspects environnementaux)

RT2005/RT2012 : règlementation thermique 2005, 2012 respectivement, règlementation encadrant la performance thermique des bâtiments neufs

SRADDET : schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires

SRADDT : schéma régional d'aménagement et de développement durable du territoire

SRCAE : schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie

STEP : selon les cas, station d'épuration des eaux usées (installation permettant la dépollution des eaux usées urbaines domestiques) ou station de transfert d'énergie par pompage (constitué de deux bassins hydrauliques à des altitudes différentes)

TRI/REV3 : Troisième Révolution Industrielle

Véhicules hydrides : véhicules possédant un moteur thermique principal et un moteur secondaire électrique, ce dernier étant activité à basse vitesse ou pour assister le moteur thermique dans les accélérations à vitesse plus élevée.

Véhicules serviciels : contrairement aux véhicules « propriétaires », ils rendent service à plusieurs utilisateurs (véhicules en autopartage ou VTC)

VP : véhicules particuliers

VUL : véhicules utilitaires légers

VTC : voiture de transport avec chauffeur, moyen de transport de personnes mis à disposition uniquement sur réservation préalable avec un conducteur professionnel obligatoirement

L’ADEME EN BREF

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (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 Écologique 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.

EXPERTISES

SCENARIOS D'ACTUALISATION DU MASTER PLAN POUR LA TROISIEME REVOLUTION INDUSTRIELLE EN HAUTS-DE-FRANCE

En 2016, la Région Hauts-de-France, nouvellement créée,a décidé d'amplifier la Troisième Révolution Industrielle (TRI), nouveau modèle économique basé notamment sur la Transition Energétique et Ecologique et source de création et de reconversion d'emplois locaux.

C'est pour traduire cette volonté que **l'ADEME Hauts-de-France, le Conseil Régional, la Chambre de Commerce et d'Industrie Régionale, la Préfecture de région et la Mission TRI/rev3**, ont engagé un travail prospectif en 2017 visant à :
- faire le point sur la dynamique en cours 5 ans après son lancement
- proposer des scénarios énergétiques TRI/rev3 à l'échelle de la nouvelle région définissant les conditions et les options technologiques pour atteindre les objectifs initiaux de 60 % de réduction de la consommation énergétique régionale et de 100 % d'énergies renouvelables à 2050.

ADEME
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

www.ademe.fr