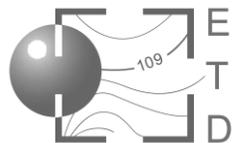


PLAN CLIMAT AIR ENERGIE TERRITORIAL POLE METROPOLITAIN DU GRAND AMIENOIS

DIAGNOSTIC TERRITORIAL : POTENTIELS ENERGETIQUES

NOVEMBRE 2020



Sommaire

.....	1
1 - POTENTIELS ENERGETIQUES	5
1 Introduction	5
1.1 L'étude de planification énergétique	5
1.2 Contexte régional, le SRADDET de la Région Hauts-de-France : Hauts-de-France 2040	6
1.3 Troisième révolution industrielle en Région Hauts-de-France	9
2 Scénarisation des besoins énergétiques futurs du territoire : 2030, 2050	10
2.1 Scénario « Tendancier »	11
2.1.1 Méthodologie.....	11
2.1.2 Évolution du profil de consommations	12
2.2 Scénario « Maximum »	14
2.2.1 Méthodologie.....	14
2.2.2 Évolution du profil de consommations	15
2.3 Analyse et comparaison au SRADDET	17
2.4 Analyse par secteur	18
2.4.1 Le résidentiel	18
2.4.2 Le tertiaire	20
2.4.3 L'industrie.....	21
2.4.4 La mobilité	24
2.4.5 Le fret	27
2.4.6 L'agriculture	30
2.4.7 L'éclairage public	31
3 Potentiel de développement des EnR&R	32
3.1 Méthodologie générale.....	32
3.2 Gaz renouvelable de la méthanisation	33
3.2.1 Les gisements de matières méthanisables sur le territoire	34
3.2.1.1 Lisiers et fumiers de l'élevage	34
3.2.1.2 Coproduits de l'agriculture	36
3.2.1.3 CIVE (Culture intermédiaire à vocation énergétique)	38
3.2.1.4 Déchets des industries agroalimentaires.....	39
3.2.1.5 Boues des stations d'épuration	40
3.2.2 Possibilité d'injection sur le réseau de gaz	42

3.2.3	Bilan du potentiel de gaz renouvelable sur le territoire	45
3.3	Électricité éolienne terrestre	46
3.3.1	Zones favorables au grand éolien.....	46
3.3.2	La possibilité du « repowering »	48
3.4	Électricité hydroélectrique	49
3.4.1	Répertoire des obstacles à l'écoulement	50
3.4.2	Étude départementale du potentiel	51
3.5	Électricité photovoltaïque.....	54
3.5.1	Technologie et état des lieux de la filière	54
3.5.2	Potentiel de développement sur le territoire.....	54
3.5.3	Ensoleillement et périmètre de protection des monuments historiques	55
3.5.4	Évaluation et catégorisation des toitures disponibles sur le territoire	56
3.5.5	Surface de panneaux photovoltaïques disponible par toit	57
3.5.6	Financement de projets et objectifs possibles pour le territoire	59
3.5.7	Sites potentiels pour des centrales photovoltaïques au sol.....	59
3.6	Bilan de potentiel d'électricité renouvelable	63
3.7	Bois-énergie	64
3.7.1	Ressources bois pour l'énergie	64
3.7.1.1	Bois forestier	65
3.7.1.2	Bois déchet	66
3.7.2	Comparaison ressources et consommation actuelle.....	66
3.7.3	Recommandations.....	67
3.7.3.1	Cibles pour l'implantation de petites chaudières bois	67
3.7.3.2	Action auprès des particuliers : amélioration des installations de chauffage	68
3.7.3.3	Éléments sur la structuration d'une filière locale	68
3.8	Solaire thermique	70
3.8.1	Dispositif technique.....	70
3.8.2	Les installations en Hauts-de-France	71
3.9	Récupération de chaleur fatale.....	73
3.10	Géothermie	77
3.10.1	Les ressources géothermiques sur le territoire	78
3.10.1.1	Potentiel des aquifères superficiels.....	79
3.10.1.2	Potentiel de développement des sondes géothermiques verticales	80
3.10.1.3	Potentiel de développement sur les aquifères profonds.....	80
3.10.1.4	Cible de développement	81
3.10.1.5	Potentiel de développement sur les aquifères profonds.....	81
3.10.1.6	Cible de développement	81
3.11	Pompe à chaleur aérothermique	82
3.12	Biocarburants.....	83

3.13	Réseau de chaleur	84
3.14	Bilan de chaleur renouvelable	86
3.15	Power to gas	87
3.15.1	Présentation	87
3.15.2	Gisement de CO2	89
3.15.2.1	Sources considérées	89
3.15.2.2	Méthanisation	90
3.15.2.3	Unités de combustion	90
3.15.3	Bilan	92
3.16	Conversion du gaz B en gaz H	93
3.17	Bilan des productions d'énergies renouvelables et de récupération	97
4	<i>Conclusion</i>	98

1 - POTENTIELS ENERGETIQUES

1 Introduction

1.1 L'étude de planification énergétique

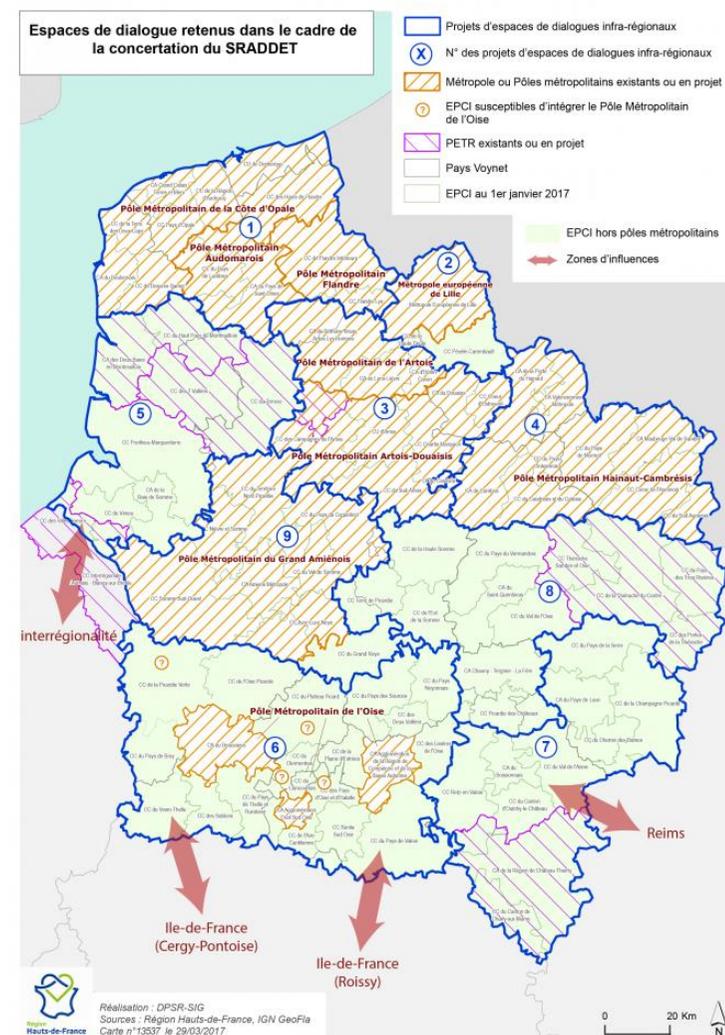
Ce document synthétise les résultats des potentiels énergétiques de l'Etude de Planification Energétique (EPE) du Pôle Métropolitain du Grand Amiénois.

Cette phase des perspectives énergétiques du territoire, présente les potentiels de réduction des consommations d'énergie et de développement des énergies renouvelables.

1.2 Contexte régional, le SRADDET de la Région Hauts-de-France : Hauts-de-France 2040

Le schéma régional d'aménagement, de développement et d'égalité des territoires - SRADDET - adopté le 30 juin 2020 avec un processus d'élaboration de plus de 3 ans. Il permet de fixer les objectifs et les grandes orientations de transition énergétique et écologique pour la Région Hauts-de-France.

Il a été baptisé « *SRADDET Hauts-de-France : Le Grand Dessein* ». Des conférences territoriales ont été mises en place pour recueillir les avis de tous et construire la stratégie territoriale. Neuf espaces de dialogue rassemblent les Départements, l'Etat, les élus des EPCI, des SCoT, des Pays ou PETR et des PNR. Des conférences sont organisées du 6 avril 2018 au 22 juin 2018.



Réduction des consommations d'énergie

La scénarisation des besoins énergétiques futurs du territoire du Pole Métropolitain du Grand Amiénois s'inscrit dans un cadre national et régional ambitieux. D'abord, la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte fixe comme objectif de réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, avec un objectif intermédiaire de 20 % en 2030. Pour y répondre, des Schémas Régionaux d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET) sont élaborés. Des objectifs quantitatifs de maîtrise de l'énergie y sont attendus à moyen et long terme. La définition de scénarios prospectifs y est également prescrite. A minima, les scénarios doivent présenter un scénario tendanciel et un scénario en réponse aux objectifs fixés par la Région (2020-2030-2050). Les objectifs quantitatifs de réduction des consommations par secteur fixés par le SRADDET sont rappelés en Figure suivante. Au total, la Région se fixe comme objectif de réduire ses consommations de 50 % par rapport à 2012, avec un objectif intermédiaire de - 30 % en 2031.

Secteurs\Gwh/an	2012	2021		2026		2031		2050	
		Gain		Gain		Gain		Gain	
Résidentiel	48 351	7 615	- 16%	11 926	- 25%	15 430	- 32%	25 936	- 54%
Tertiaire	21 884	3 093	- 14%	4 225	- 19%	5 527	- 25%	9 658	- 44%
Industrie	86 438	10 658	- 12%	15 299	- 18%	20 080	- 23%	35 495	- 41%
Transports	43 656	10 701	- 25%	14 001	- 32%	17 826	- 41%	28 373	- 65%
Agriculture	3 442	421	- 12%	1 244	- 36%	1 570	- 46%	2 424	- 70%
Réduction de consommation d'énergie par rapport à 2012	203 772	32 488	- 16%	46 695	- 23%	60 433	30%	101 886	50%

Figure 1 : Objectifs de réduction des consommations fixés par le SRADDET de la Région des Hauts-de-France

Energie renouvelable

L'objectif pour le développement des énergies renouvelables est celui-ci :

« Développer l'autonomie énergétique des territoires et des entreprises, multiplier par 2 la part des énergies renouvelables à l'horizon 2030 »

Il se décline de la manière suivante :

- **Solaire** : Atteindre une production de **1 778 GWh/an** de solaire photovoltaïque et de **1 015 GWh/an** de solaire thermique
- **Eolien** : Stabiliser la production éolienne à **7 824 GWh/an**
- **Energies fatales, incinération des déchets, CSR, biomasse, en réseau ou de grande puissance, gaz de mines** : Atteindre une production de **3 497 GWh/an**
- **Biogaz** (méthanisation) : Atteindre une production de **9 053 GWh/an**
- **Bois Energie** : Atteindre une production de **7 668 GWh/an**
- **Géothermie basse température et Pompes à chaleur** : Atteindre **3 029 GWh/an**

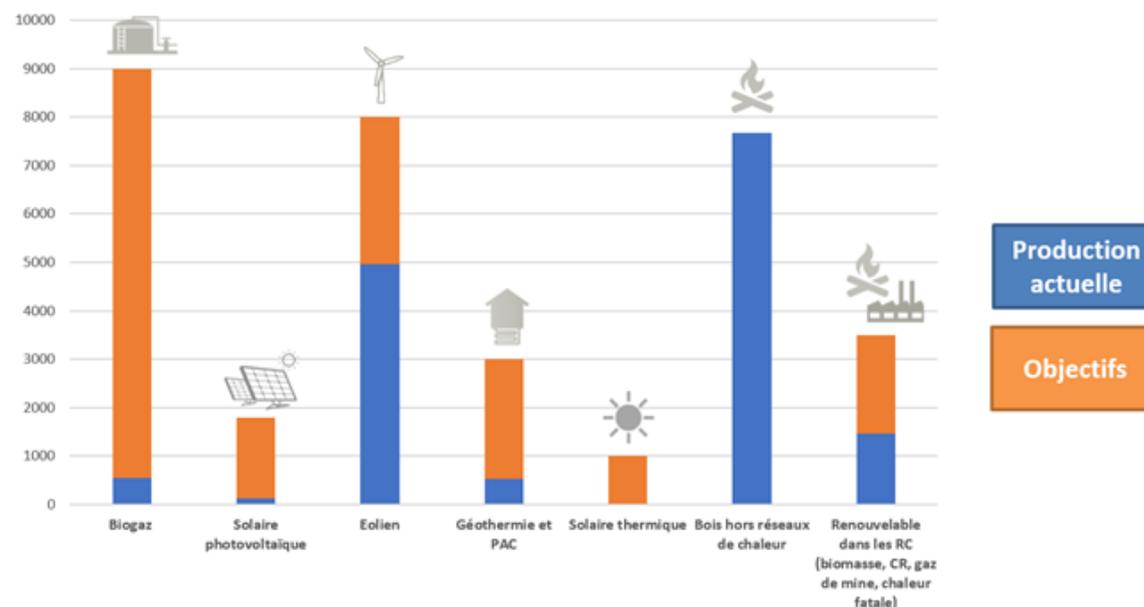


Figure 2 : Objectifs de développement des EnR en 2030 pour la Région Hauts-de-France (SRADDET)

1.3 Troisième révolution industrielle en Région Hauts-de-France



LA 3^{ème} RÉVOLUTION INDUSTRIELLE
EN HAUTS-DE-FRANCE

La Région Hauts-de-France s'est doté de plus d'une démarche unique : la Troisième Révolution Industrielle ou TRI ou Rev3. Le concept a été édicté par l'économiste Jeremy Rifkin, auteur de l'ouvrage de référence « *La troisième révolution industrielle* » : la première révolution industrielle reposait sur le charbon et le télégraphe, et la seconde révolution industrielle reposait sur le pétrole et le téléphone. Dans les deux cas, ces périodes d'avancée reposent sur un vecteur énergétique et

un moyen de communication, aujourd'hui, la troisième révolution doit reposer sur les énergies renouvelables et internet.

L'ex-Région Nord Pas-de-Calais et la CCI de Région Nord de France ont conceptualisé la Rev3 à partir de 2013 sur ce paradigme avec la constitution d'un *Master Plan*. La dynamique permet par la suite de suivre plus de 800 projets, avec un investissement à la fois public et privé estimé à 500 millions d'euros/an.

Avec la fusion des régions Nord Pas-de-Calais et Picardie, la Rev3 est étendue à l'ensemble des Hauts-de-France.

2 Scénarisation des besoins énergétiques futurs du territoire : 2030, 2050

Cette partie se focalise sur les projections des consommations énergétiques du territoire. Elles sont analysées pour sept secteurs d'activités :

- Résidentiel : logements des ménages,
- Tertiaire : activités de services : commerces, bureaux, écoles, ...
- Industrie : activités de production de biens matériels,
- Mobilité : transport de personnes (voiture, train, bus, avion, ...), (dont routier et non routier)
- Fret : Transport de marchandises (routier, ferroviaire, aérien, ...), (dont routier et non routier)
- Agriculture : activités de culture et d'élevage,
- Eclairage public.

En vue de ces différents éléments, l'objectif principal de scénarisation est d'accompagner le territoire dans le choix de ses orientations en matière de production et consommation d'énergie pour répondre aux objectifs qu'elle s'est fixée. Un plan d'action multisectoriel est établi, amenant à la construction d'un scénario « Maximum », qui traduit les effets des actions de maîtrise de l'énergie les plus ambitieuses à l'échelle du territoire sur la consommation énergétique en 2020, 2030, et 2050. Ce scénario « Maximum » est comparé à un scénario « Tendanciel », qui montre les perspectives d'évolution sans actions supplémentaires de la part de la collectivité, et sert de point de repère.

2.1 Scénario « Tendancier »

2.1.1 Méthodologie

Le scénario dit « tendancier » désigne le scénario d'évolution des consommations sans actions supplémentaires de la collectivité. Il prend notamment en compte les évolutions réglementaires (Ex : RT2020) et technologiques prévisibles (Ex : amélioration des motorisations). Les principales hypothèses par secteur sont résumées ci-dessous :

SECTEUR	Hypothèses du scénario tendancier	Sources
 Résidentiel	Rénovation légère de 62% des logements Construction neuve pour la pop supplémentaire (selon RT2012, 2020)	SRCAE Picardie ¹
 Tertiaire	Rénovation légère de 35% du privé existant Construction neuve pour la pop supplémentaire (selon RT)	SRCAE Picardie
 Fret	Performance des moteurs : -25% à -31% selon les modes. Augmentation des distances parcourues : +94% (dont +77% pour le routier, + 95% pour le ferroviaire, + 69% pour le fluvial et le maritime) Incorporation d'agro carburant : de 7% en 2010 à 10% en 2020 puis stabilisation	Energies Demain, d'après le SRCAE et le rapport « Cinq scénarios pour le fret et la logistique en 2040 », PREDIT.
 Agriculture	Pas d'évolutions considérées	Energies Demain
 Éclairage public	Pas d'actions de maîtrise de l'énergie Croissance du parc en fonction de la population	Energies Demain
 Mobilité	Performance des véhicules : + 47% Distances parcourues : + 22% Covoiturage : + 2% Incorporation d'agro carburant : de 7% en 2010 à 10% en 2020 puis stabilisation	Energies Demain d'après le SRCAE
 Industrie	Consommations réelles jusque 2016 (Gaz, Elec) Aucune évolution ensuite	GRT, GRDF, ENEDIS

¹ Le SRCAE Picardie a été annulé par la Cour Administrative d'appel de Douai le 16 juin 2016. Les objectifs fixés par ce document sont cités ici, car le SRADDET (actuellement en cours de validation) en reprend le contenu.

L'exercice réalisé ici consiste à identifier le gisement en économie d'énergie. Pour le moment il n'y a donc pas eu de travail de refonte du mix énergétique puisque ce travail dépendra du gisement d'énergies renouvelables disponible et de la volonté ou non de la collectivité de le mobiliser. Toutefois certaines tendances ne dépendant pas directement de l'action des collectivités ont été intégrées comme l'augmentation du taux d'agrocarburant de 6% à 10%, ou l'augmentation du solaire thermique dans les constructions neuves.

Évolution de la population



+ 8,6%

L'évolution de la population s'appuie sur le scénario central de l'INSEE² réalisé à la maille départementale. La répartition par commune est ensuite réalisée en prenant en compte les tendances observées entre 1990 et 2015. Pour les territoires à forte croissance ou décroissance de population des bornes sont appliqués afin de rester le plus réaliste possible. Sur le territoire du Grand Amiénois, la population passe ainsi de 376 000 habitants en 2010 à 408 000 en 2050 soit une augmentation de 8,6%.

L'évolution de la population est un facteur important car elle influe sur les hypothèses prises dans de nombreux secteurs : résidentiel, tertiaire, transports...

2.1.2 Évolution du profil de consommations

La consommation énergétique globale du territoire est représentée à différentes échelles de temps, après décomposition sectorielle. L'application des hypothèses du scénario « tendanciel » résulte en une légère baisse des consommations énergétiques à horizon 2050. Celle-ci passe de 11 840 GWh en 2012 à 10 480 GWh en 2050. L'ensemble des évolutions de consommations résulte en une baisse de 11 % en 38 ans, traduisant des rythmes d'évolution différents entre les secteurs. Dans le scénario considéré, certains secteurs voient même leurs consommations stagner entre 2012 et 2050 (tertiaire et agriculture), bien que l'industrie soit un secteur à enjeu dans le bilan des consommations énergétiques du territoire. L'horizon 2030, échéance intermédiaire, enregistre tendanciellement une consommation de 10 800 GWh, correspondant à une baisse de 8 % par rapport à 2010.

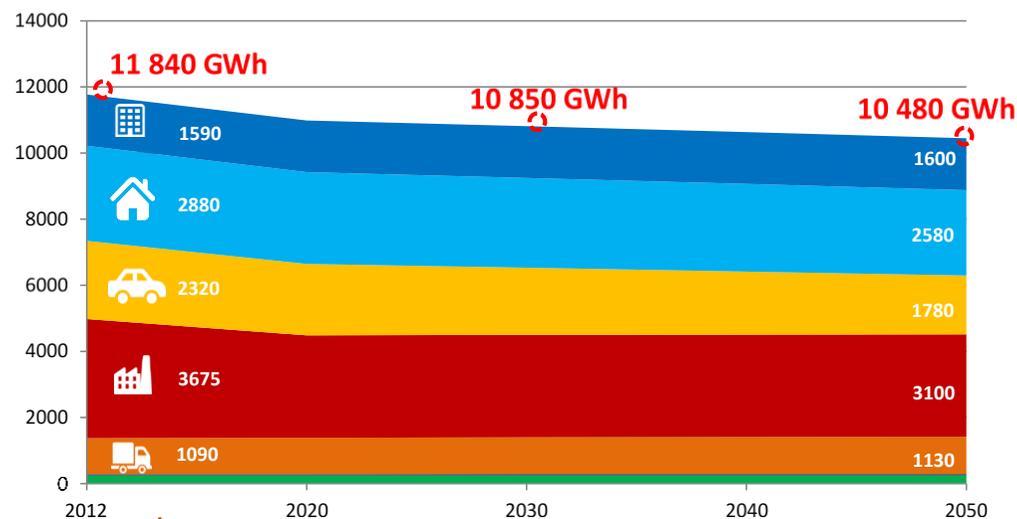


Figure 3 : Évolution des consommations énergétiques par secteur entre 2010 et 2050 suivant le scénario tendanciel

² Scénario central de projection de population 2013 – 2070, INSEE, 2016

POTENTIELS ENERGETIQUES

Au niveau des énergies utilisées, les produits pétroliers et le gaz naturel maintiennent le premier rang au niveau des consommations du territoire. De fait, la consommation d'énergies fossiles, tous secteurs réunis, baisse de 15 % en 40 ans. L'électricité, troisième vecteur énergétique du territoire, n'évolue que très peu au cours du temps : ses consommations baissent de 5% entre 2010 et 2050. L'absence d'hypothèses quant au verdissement des énergies explique le faible taux d'énergies renouvelables à toutes les échelles de temps. Toutefois, la consommation d'énergie provenant du solaire thermique, principalement dans les bâtiments, est amenée à croître de manière tendancielle, de 0,8 GWh en 2010 à 23,4 GWh en 2050 à cause notamment de l'intégration plus fréquentes de ces technologies dans les bâtiments neufs.

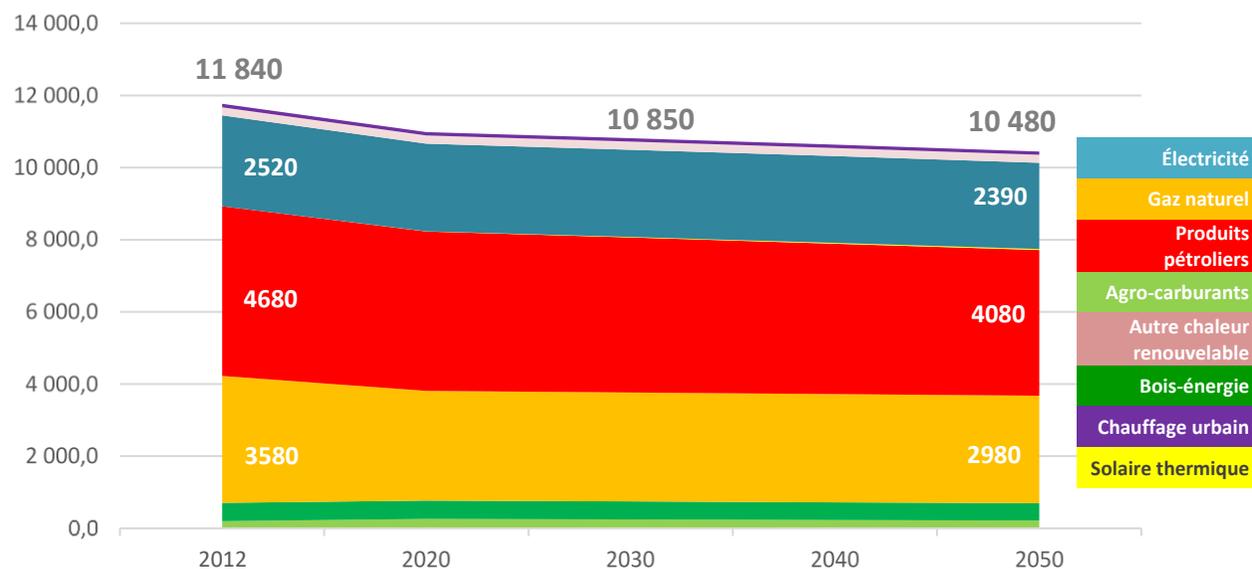


Figure 4 : Évolution des consommations par énergie entre 2010 et 2050 suivant le scénario « tendanciel », en GWh

2.2 Scénario « Maximum »

2.2.1 Méthodologie

Les résultats présentés dans ce scénario traduisent les effets des actions de maîtrise de l'énergie les plus ambitieuses à l'échelle du territoire sur la consommation énergétique en 2020, 2030, et 2050. Des substitutions d'énergies sont considérées pour les secteurs des transports uniquement, en raison de leur importance. En effet, notre but est de prédire l'effet des actions de maîtrise de l'énergie sur le bilan de consommations énergétiques. Les principes des méthodes employées selon les secteurs sont les suivantes :

SECTEUR	Hypothèses du scénario tendanciel	Sources
 Résidentiel	Rénovation BBC de 95% des logements, soit 97 700 maisons individuelles, 24 300 appartements et 25 200 logements HLM. Les déconstructions de bâtiments et les actions de rénovation en cours sont prises en compte dans le modèle.	<i>INSEE, Simulation Prosper</i>
 Tertiaire	Rénovation BBC de 95% des surfaces tertiaires, soit 1 731 000 m ² de tertiaire public et 3 949 000 m ² de tertiaire privé.	<i>Diagnostic EPE, Simulation Prosper</i>
 Fret	Adaptation du scénario NégaWatt : évolution des flux, efficacité et motorisation alternative.	<i>Diagnostic EPE, Scénario NégaWatt</i>
 Agriculture	Adaptation du scénario Afterres 2050 sans évolution du mix énergétique.	<i>Observatoire Régional, Afterres 2050</i>
 Éclairage public	Remplacement intégral par des LEDs, Optimisation en fonction des communes.	<i>INSEE, Simulation Prosper</i>
 Mobilité	Adaptation du scénario NégaWatt : parts modales par type de territoire, efficacité énergétique, covoiturage et motorisation alternative.	<i>Diagnostic EPE, Scénario NégaWatt</i>
 Industrie	Adaptation du scénario DGEC AMS2 par branche industrielle (sans substitution)	<i>Scénario AMS2 2016-2017 (DGEC) pour la France</i>

2.2.2 Évolution du profil de consommations

Afin de quantifier les résultats des actions de maîtrise de l'énergie sur le territoire, il est important de prédire les consommations à plusieurs horizons de temps intermédiaires (2020, 2030, 2040). Cet exercice permet de rendre compte de la faisabilité des actions choisies, et de les adapter éventuellement pour les décennies suivantes.

En modélisant l'ensemble des gisements d'économie d'énergie sur le territoire du Grand Amiénois, on obtient une baisse considérable des besoins énergétiques. La consommation passe de 11 840 GWh, tel qu'il a été établi dans l'état des lieux initial, à 4 725 GWh en 2050, soit une baisse de 58 %. Pour y arriver, des efforts de sobriété et d'efficacité énergétiques sont attendus dans l'ensemble des secteurs, la consommation de chaque secteur (agriculture mise à part) est ainsi au moins divisée par deux par rapport à l'état des lieux initial. Par ailleurs, les trajectoires d'évolution de consommations sont plus ou moins continues en fonction du secteur considéré. De manière générale, le rythme s'accélère à partir de 2020.

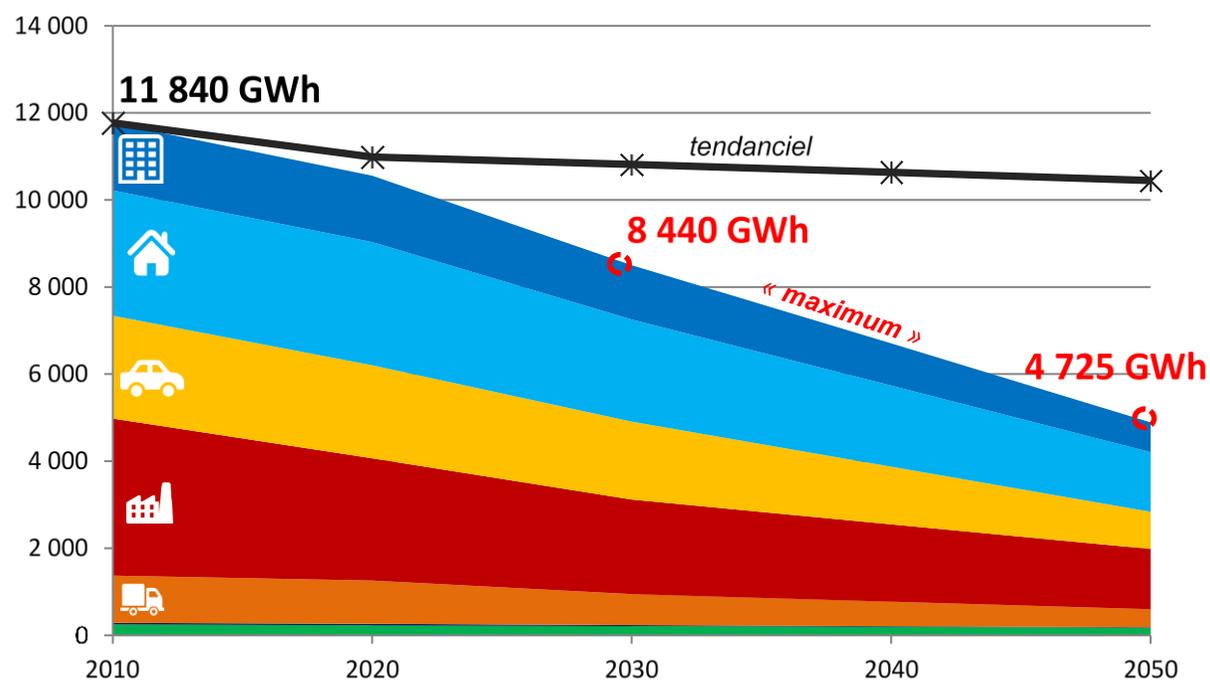


Figure 5 : Évolution des consommations entre 2010 et 2050 par secteur suivant le scénario tendanciel et le scénario « maximum » du Grand Amiénois

POTENTIELS ENERGETIQUES

La représentation de l'évolution des mix énergétiques par secteur illustre des tendances différentes en fonction du secteur. Par exemple, les transports sont le seul poste pour lequel la part de gaz, due à l'introduction de GNV, est amenée à croître. Quant à l'électricité, des baisses de 35% pour les bâtiments et 58 % pour l'industrie sont envisagées par rapport à l'année de référence (2012), en parallèle d'une multiplication par 6 des consommations liées à l'usage de véhicules électriques.

Concernant les énergies alternatives, le scénario prend en compte une évolution suivant la tendance actuelle. Il en résulte une légère hausse de consommation de chaleur renouvelable en industrie, et une légère augmentation de solaire thermique dans les logements, avec un passage estimé de 0,8 GWh en 2010 à 23,1 GWh en 2050. Concernant le bois énergie les travaux de rénovation sur les logements utilisant cette énergie permettent d'économiser 320 GWh/an en 2050 ce qui correspond à 1,4 fois la consommation des logements au fioul en cette même année. Il est donc possible d'augmenter la part des logements chauffés au bois sans puiser davantage dans la ressource locale.

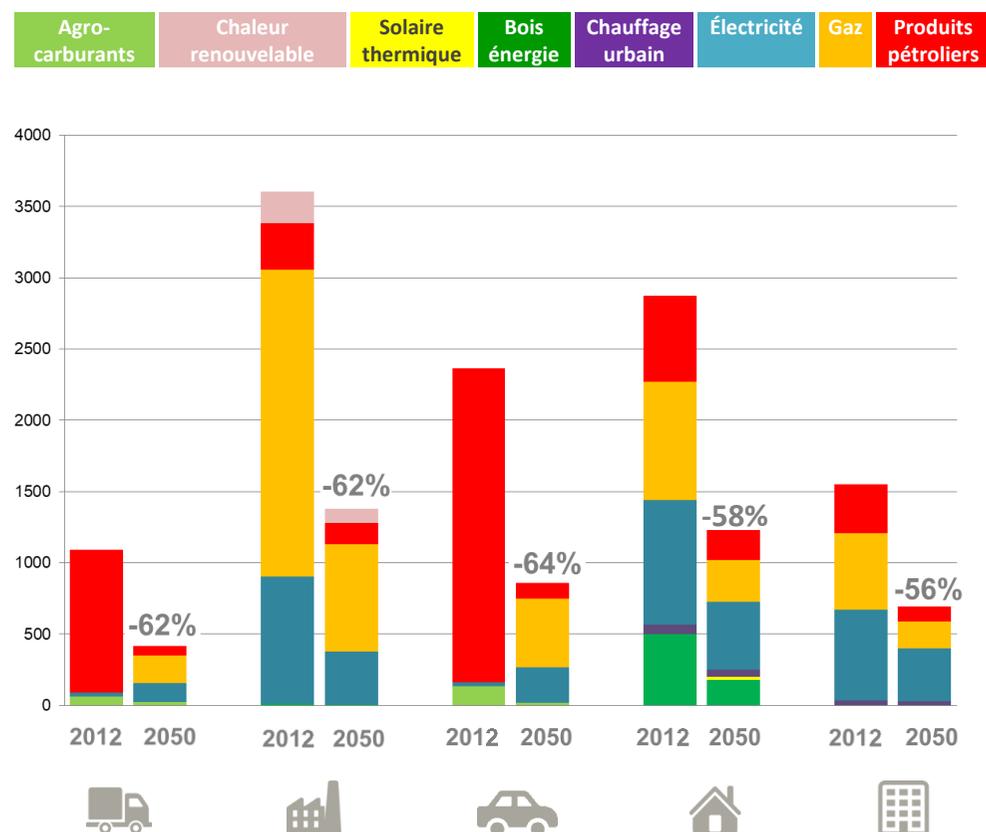


Figure 6 : Comparaison des consommations énergétiques par secteur et énergie entre 2012 et 2050

2.3 Analyse et comparaison au SRADDET

Afin de pouvoir juger de l'intérêt du scénario « maximum » du territoire, celui-ci est confronté aux objectifs régionaux d'une part, et au scénario « tendanciel » d'autre part. Il apparaît d'abord que le scénario « tendanciel », tel qu'il a été défini, est loin des objectifs fixés par le SRADDET, et ce à tous les horizons et dans tous les secteurs d'activité. Quant au scénario « maximum », celui-ci est globalement satisfaisant, générant une baisse de consommations plus élevée que l'objectif régional en 2030 et 2050. Ce constat valide les résultats du scénario « maximum », et fonde ainsi sa légitimité. Néanmoins, une décomposition sectorielle montre certaines différences entre le scénario « maximum » et le SRADDET.

L'objectif étant de répondre aux objectifs régionaux pour l'ensemble des secteurs et non pour chacun des secteurs individuellement, les écarts d'évolution observés n'affectent pas la conformité du scénario. En réalité, au vu de la difficile faisabilité de certaines actions choisies dans le scénario « maximum », un scénario conforme mais « réaliste » reste à définir. Celui-ci se situerait entre le scénario « tendanciel » et le scénario « maximum ».

Tableau 1 : Évolution des consommations par secteur par rapport à 2012 pour les deux scénarios (tendanciel et « maximum ») et objectifs réglementaires (SRADDET)

Secteur	Situation en 2030			Situation en 2050		
	SRADDET	Tendanciel	Scénario « maximum »	SRADDET	Tendanciel	Scénario « maximum »
Agriculture	-46%	0%	-15%	-70%	0%	-30%
Industrie	-23%	-14%	-40%	-41%	-14%	-62%
Résidentiel	-32%	-6%	-18%	-54%	-10%	-58%
Tertiaire	-25%	+1%	-20%	-44%	+1%	-56%
Transports	-41%	-9%	-27%	-65%	-16%	-63%
Total	-30%	-8%	-28%	-50%	-11%	-60%

	2030		2050	
	Tendanciel	Maximum	Tendanciel	Maximum
Transport routier	-11%	-27%	-21%	-66%
Autres transports	11%	-22%	26%	-44%

2.4 Analyse par secteur

2.4.1 Le résidentiel

- **Scénario « Tendanciel »**



62% du parc rénové
Faiblement

La caractérisation de la population du territoire du Grand Amiénois permet d'estimer l'évolution du parc de bâtiments résidentiels à horizon 2050. La faible hausse de la démographie se traduit d'une part par la construction de peu de nouveaux logements. Les bâtiments récemment construits répondent à des normes énergétiques et environnementales strictes, et ne présentent alors pas d'enjeux énergétiques particuliers. L'évolution des consommations énergétiques du territoire est uniquement régie par le nombre de bâtiments rénovés énergétiquement. Un rythme de rénovation de 2 % par an jusqu'en 2050 (soit environ 3 400 logements). Les rénovations étant de faible performance il en résulte en une baisse de 10 % au niveau de la demande énergétique du secteur. Une baisse tendancielle des consommations des différents usages d'énergie est également estimée dans le scénario, se situant entre -10 % et -35 % par logement entre 2010 et 2050.

	Détails des hypothèses
Construction de nouveaux logements	+8,6% à 2050 par rapport à 2010 (<i>Évolution OMPHALE départemental, INSEE</i>) répartie selon la population actuelle. Surface moyenne, conso et mix énergétique correspondant aux RT 2012, puis 2020.
Démolition ou vacance	0,12% par an jusque 2050
Rénovation énergétique de logements	2%/an jusqu'en 2050. Niveau de rénovation faible : gain de 10% sur le chauffage.
Baisse des consommations	Consommation de chauffage : -10%/logement de 2010 à 2050 Consommation électricité spécifique : -16%/logement à 2020, -35%/logement à 2050 (par rapport à 2010) Consommation ECS : -10%/logement à 2020, -14%/logement à 2050 (par rapport à 2010)

- Scénario « Maximum » :



95% du parc rénové

Dans le secteur résidentiel, l'objectif est d'atteindre 95 % de logements rénovés au niveau BBC en 2050. Pour y parvenir, le rythme de rénovation des logements HLM est estimé à 840 logements/an d'ici 2050. Pour les logements collectifs non sociaux, il est estimé à 810 logements/an, et pour les maisons individuelles à 3 260 logements/an. Dans l'ensemble du parc de logements, seules les résidences principales sont ciblées lorsqu'il s'agit de rénovation énergétique. En plus des bénéfices au niveau des consommations d'énergie, les rénovations des bâtiments résidentiels créent de l'emploi. Le scénario maximum représente environ 1 000 emplois locaux.

	Détails des hypothèses
Construction de nouveaux logements	+8,6% à 2050 par rapport à 2010 (<i>Évolution OMPHALE départemental, INSEE</i>) répartie selon la population actuelle. Surface moyenne, conso et mix énergétique correspondant aux RT 2012, puis 2020.
Démolition ou vacance	0,12% par an jusque 2050
Rénovation énergétique de logements	3% des logements rénovés par an, au niveau BBC (<i>source : DGALN</i>).
Baisse des consommations	Consommation de chauffage : -70%/logement de 2010 à 2050 Consommation électricité spécifique : -16%/logement à 2020, -35%/logement à 2050 (par rapport à 2010) Consommation ECS : -10%/logement à 2020, -50%/logement à 2050 (par rapport à 2010)

2.4.2 Le tertiaire

- **Scénario « Tendanciel » :**



35% du parc
rénové faiblement

L'évolution tendancielle des consommations énergétiques des surfaces tertiaires repose sur le rythme de rénovation de ces dernières. La territorialisation des hypothèses du scénario régional établi dans le cadre du SRCAE de l'ex région Picardie permet de modéliser une rénovation annuelle de 1% des surfaces tertiaires à horizon 2050. Le parc auquel s'applique ce taux de rénovation est également amené à évoluer au cours du temps, suivant des taux de construction de bâtiments tertiaires estimés à partir du parc initial et de l'évolution statistique des emplois et démographie au sein du territoire. Au total, ce sont près de 2,1 millions de m² de surfaces tertiaires qui auront connu une action de rénovation en 2050 soit un rythme de 70 000 m² par an. Les hypothèses établies dans le scénario « tendanciel » du SRCAE, en lien avec le réchauffement climatique, résultent en une hausse d'équipement en climatisation des bâtiments tertiaires, qui augmente de 1 % à 6 % par décennie entre 2010 et 2050.

Détails des hypothèses	
Construction de nouveaux bâtiments tertiaires	+8,6 % à 2050, par rapport à 2010 (<i>Evolution OMPHALE départemental, INSEE et hausse de la surface par emploi</i>) répartie selon les surfaces actuelles. Conso et mix énergétique correspondant aux RT 2012, puis 2020.
Rénovation du parc tertiaire	1 % de surfaces rénovées par an jusqu'en 2050, avec faibles performances de rénovation : gain de 10% sur le chauffage.
Taux d'équipement en climatisation	+1 %/an jusqu'en 2020 par rapport à 2010, +6 % entre 2020 et 2030, puis +5 % entre 2030 et 2050.

- **Scénario « Maximum » :**



95% du parc
rénové

Dans le scénario « maximum », et de la même manière que les logements résidentiels, une simulation Prosper incluant la rénovation BBC comme action de maîtrise de l'énergie permet de préciser l'évolution attendue des consommations énergétiques entre 2010 et 2050. Selon les surfaces des bâtiments, une distinction est faite entre les différentes branches du tertiaire public. Au total ce sont près de 57 700m² par an dans le public et 131 600m² par an dans le privé qui devront être rénovés soit 190 000 m²/an au total. En plus des bénéfices au niveau des consommations d'énergie, les rénovations des bâtiments tertiaires créent de l'emploi. Le scénario maximum représente environ 960 emplois locaux.

2.4.3 L'industrie

- Scénario « Tendancier »

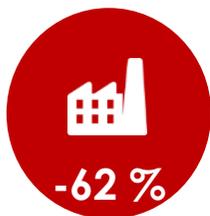


3 099 GWh_{EF}/an

Pour construire le scénario tendancier d'évolution des consommations du secteur industriel, les hypothèses du scénario AME³ de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) sont appliquées aux différentes branches industrielles présentes sur le Grand Amiénois. Dans l'état des lieux énergétique du territoire, la consommation du secteur s'établissait à 3 607 GWh, soit 31 % du bilan initial global. On observe une baisse de consommation entre 2010 et 2020 puis une stagnation jusqu'à 2050. L'hypothèse de maintien de la consommation énergétique de l'industrie se répercute directement sur le rythme d'évolution de la consommation énergétique du territoire, ralenti par le secteur de l'industrie.

³ Le scénario AME (Avec Mesures Existantes) illustre les évolutions tendancielles des consommations d'énergie.

- Scénario « Maximum » :



-56 GWh_{eff}/an

Pour construire le scénario maximum d'évolution des consommations du secteur industriel, les hypothèses du scénario AMS2⁴ de la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) sont appliquées aux différentes branches présentes sur le territoire.

Tableau 2 : Évolution des consommations unitaires des Industries Grosses Consommatrices d'Énergies et industrie diffuse dans le scénario AMS2 2016/2017 pour les usages thermiques

Branche d'activité industrielle	2010	2030	2050
Acier	1	0,80	0,62
Ethylène	1	0,82	0,65
Chlore	1	0,79	0,60
Ammoniac	1	0,80	0,62
Clinker	1	0,89	0,78
Papier-pâtes	1	0,77	0,56
Verre	1	0,78	0,58
Aluminium	1	0,69	0,43
Sucre	1	0,74	0,51
Métaux primaires (hors acier et aluminium)	1	0,85	0,71
Chimie (hors éthylène, chlore et ammoniac)	1	0,67	0,40
Minéraux non-métalliques (hors verre et clinker)	1	0,81	0,64
IAA (hors sucre) (dont amidon)	1	0,7	0,44
Equipements	1	0,69	0,43
Autres (textile, etc.)	1	0,7	0,44

⁴ Le scénario AMS2 (Avec Mesures Supplémentaires n°2) est le scénario de référence de la Stratégie Nationale Bas Carbone. Il illustre le chemin d'atteinte des objectifs fixés par la LTECV.

Tableau 3 : Évolution des consommations unitaires des Industries Grosses Consommatrices d'Énergie et industrie diffuse dans le scénario AMS2 2016/2017 pour les usages électriques

Branche d'activité industrielle	2010	2030	2050
Acier	1	0,73	0,50
Ethylène	1	0,88	0,77
Chlore	1	0,79	0,60
Ammoniac	1	0,76	0,55
Clinker	1	0,89	0,78
Papier-pâtes	1	0,77	0,56
Verre	1	0,81	0,64
Aluminium	1	0,69	0,43
Sucre	1	0,74	0,51
Métaux primaires (hors acier et aluminium)	1	0,85	0,71
Chimie (hors éthylène, chlore et ammoniac)	1	0,67	0,40
Minéraux non-métalliques (hors verre et clinker)	1	0,81	0,64
IAA (hors sucre) (dont amidon)	1	0,7	0,44
Equipements	1	0,72	0,48
Autres (textile, etc.)	1	0,7	0,44

Les prédictions d'évolution de la consommation en bois-énergie au niveau de la France Métropolitaine issue du Fonds Chaleur sont adaptées au territoire de l'étude. De fait, celui-ci prévoit une hausse de consommation en bois valant 1,15 Mtep entre 2010 et 2020, puis une augmentation de 0,23 Mtep les cinq ans qui suivent.

2.4.4 La mobilité

- **Scénario « Tendancier »**



+2%/an de trajets en voiture en moyenne

Dans le scénario « tendancier », l'évolution des parts modales et l'amélioration des performances des véhicules régissent principalement l'évolution de consommations énergétiques jusqu'en 2050. L'ensemble des changements liés à la fois au parc de transport collectif et individuel résulte en une baisse de 25 % en 2050 des consommations énergétiques liées à la mobilité sur le territoire du Grand Amiénois. Son caractère mixte entre zones rurales et urbaines se traduit en une augmentation de l'usage de voiture, en parallèle d'une légère augmentation de l'occupation des transports en commun et des déplacements en modes doux. Les changements d'habitudes des usagers de transports ne sont que très peu considérés, à l'image du covoiturage qui n'augmente quasiment pas, bien que cette voie représente un levier majeur en termes d'éco mobilité.

	Détails des hypothèses
Évolution de la démographie	+8,6% à 2050 par rapport à 2010 (<i>Evolution OMPHALE départemental, INSEE</i>) répartie selon la population actuelle.
Taux de remplissage des voitures	Augmentation de 2% en 2050 par rapport à 2010
Distance moyenne d'un déplacement	+0,5% par an jusqu'en 2020, stable ensuite
Évolution des parts modales	Domicile-travail en voiture : -7% en 2020, -10% en 2050 (par rapport à 2008) Voiture autres motifs : -10% en 2020, -15% en 2050 (par rapport à 2008) Transports en commun : +13% en 2020, +20% en 2050 (par rapport à 2010) Modes doux : +8% en 2020, +12% en 2050 (par rapport à 2010)
Incorporation d'agro-carburants	Passage de 6% en 2010 à 10% en 2020, stable ensuite
Augmentation du trafic	Trafic routier : 2%/an en moyenne jusqu'en 2050 Trafic ferroviaire : 4,5%/an en moyenne jusqu'en 2050 Trafic longue distance : 0,5%/an jusqu'en 2050
Performance moyenne d'un véhicule léger	Amélioration de 140 gCO ₂ /km en 2010 à 85 gCO ₂ /km en 2030 puis 74 gCO ₂ /km en 2050

- Scénario « Maximum »



-27% de trajets
voiture en moyenne

Pour l'établissement du scénario « maximum », les hypothèses du scénario national 2011-2050 publié par Négawatt⁵ ont été adoptées pour la mobilité et le fret. Trois paramètres y sont considérés, à savoir le mode de transport, le type de mobilité, et l'urbanisme et la densité de la zone considérée (pour la mobilité quotidienne). Afin de prédire l'évolution des consommations liées à la mobilité des personnes sur le territoire du Grand Amiénois, l'évolution de la démographie est prise en compte, conjointement avec l'évolution du parc de motorisation et les changements de parts modales. Un ensemble d'hypothèses est appliqué, en fonction des vecteurs énergétiques en question, de la fréquence des déplacements (quotidiens/occasionnels), et du mode de transport. L'évolution des parts modales à horizon 2050 est fonction de l'appartenance ou non à un pôle urbain⁶ d'un territoire.

Sur le territoire du Grand Amiénois, on distingue un grand pôle urbain composé d'Amiens et des communes adjacentes, plusieurs petits pôles urbains (Roye, Montdidier...) ainsi qu'un ensemble de communes considérées comme rurales. La part de voiture individuelle est davantage amenée à baisser dans les centres de pôles urbains. Les transports en commun s'intensifient également, mais de manière plus faible dans les espaces ruraux. Les modes doux sont amenés à augmenter fortement en centre-ville. Le covoiturage augmente et passe de 1,3 à 1,5 voyageurs par véhicule en 2050. En parallèle on observe une amélioration de la performance globale des motorisations et une évolution des vecteurs énergétiques : les motorisations au Gaz Naturel Véhicule (GNV) et à l'électricité représentent la majorité du parc en 2050. Enfin, une diminution du nombre de voyageurs-kilomètres par habitant est également attendue, avec une baisse de 9 %.

⁵ Négawatt = association pour la transition énergétique. [Rapport Technique du Scénario Négawatt 2011-2050 \(p. 185 à 194\).](#)

⁶ Une classification selon trois catégories d'appartenance est définie. Un grand pôle contient au moins 10 000 emplois, un pôle moyen en contient 5 000 à 10 000, et enfin un petit pôle dépasse le seuil des 1 500 emplois.

POTENTIELS ENERGETIQUES

		Voiture	Modes Doux	TC
Commune >10000 emplois dans un Grand Pôle Urbain (Amiens et communes adjacentes)	2010	87%	2%	11%
	2050	52%	10%	36%
Commune <10000 emplois dans un Grand pôle urbain	2010	92%	1%	7%
	2050	66%	3%	31%
Commune appartenant à un Petit pôle urbain (Albert, Authieule, Ayencourt, Doullens, Montdidier, Roye)	2010	95%	1%	4%
	2050	81%	1%	18%
Espace rural	2010	95%	1%	4%
	2050	86%	1%	13%

		GNV	Élec	Produits Pétroliers
Voiture Particulière	2010	0%	0%	100%
	2050	73%	20%	7%
Bus/Car	2010	2%	0%	98%
	2050	75%	20%	5%
Ferroviaire	2010	-	67%	33%
	2050	-	95%	5%

Tableau 4 : Évolution des parts modales (en % voyageur-kilomètre) entre 2010 et 2050 en fonction de la nature du territoire et du mode de transport et Évolution du mix énergétique entre 2010 et 2050 en fonction du mode de transport

Mode de transport	Unité	Performance moyenne	
		2010	2050
Véhicule Léger	L/100 km	6,9	3,2
Véhicule Électrique	kWh/100 km	29,3	14,8
Ferroviaire	% 2010	1	0,85
Bus/Car	L/100 km	37	33
Avion	% 2010	1	0,75

Tableau 5 : Évolution de la performance moyenne des modes de transport entre 2010 et 2050

2.4.5 Le fret

- **Scénario « Tendancier »**



-0,8%/an de conso unitaire

L'évolution tendancielle des consommations liées au transport de marchandise est très faible (+4% en 40 ans). Celle-ci est d'une part basée sur l'évolution des parts modales, favorisant le mode fluvial, tel que le prévoit le scénario de consommation énergétique du SRCAE de la Région. La performance des modes de transport engendre également une baisse considérable de consommations. De fait, un gain de 18% à 22% est estimé en consommation par tonne de marchandise transportée sur un kilomètre, pour les transports ferroviaires, fluviaux, maritimes et aériens. L'incorporation d'agro carburants dans les véhicules lourds suit quasiment la même tendance que pour les véhicules légers, à savoir un passage de 7% en 2010 à 10% en 2020, avant de se stabiliser jusqu'en 2050.

	Détails des hypothèses
Évolution des flux de fret	+1% par an jusqu'en 2050
Évolution des parts modales	En milliards de tonnes.km/an de 2002 à 2050 : Routier : +1,4%/an, Ferroviaire : +2,7%/an, Fluvial : +3,1%/an, Maritime : +1,3%/an, Aérien : +1,7%/an
Incorporation d'agro carburants	Passage de 7% en 2010 à 10% en 2020, stable ensuite
Performance moyenne des modes de transport	Routier : -0,8%/an jusqu'en 2050 Réduction des conso/tonne.km autres modes de 2010 à 2030 : Ferroviaire : -18%, Fluvial/Maritime : -22%, Aérien : -19% 2030 à 2050 : calage sur taux d'évolution du routier

- **Scénario « Maximum » :**



68% de GNV en 2050 pour le routier.

Le scénario « maximum » de prospective énergétique appliqué au fret à horizon 2050 est inspiré du scénario Négawatt 2011-2050⁷. Les hypothèses adoptées traitent principalement de l'évolution des parts modales, du mix énergétique, des performances énergétiques des transports, et de l'évolution du parc en fonction du mode de transport. Dans le scénario considéré, la part de GNV est supposée croître de manière considérable, de même que l'électricité dans les camions ou trains, contre une baisse remarquable de carburants liquides dans tous types de transports. Aucune hypothèse sur le mix énergétique des modes fluviaux, maritimes et aériens n'est émise.

Tableau 6 : Évolution du mix énergétique des transports de marchandise routiers et ferroviaires par énergie en % des Gtonnes.km transportés

		GNV	Électricité	Produits Pétroliers
Routier	2020	2%	1%	97%
	2050	68%	20%	12%
Ferroviaire	2020	-	90%	10%
	2050	-	95%	5%

Tableau 7 : Variation des flux de transport de marchandise en tonnes.km/an/hab entre 2010 et 2050 par mode de transport

	2010	2050
Routier	5280	2207
Ferroviaire	581	1584
Fluvial et maritime	3491	2549
Aérien	47	31

⁷ [Rapport technique du Scénario NégaWatt 2011-2050 \(p.195 à 197\)](#)

POTENTIELS ENERGETIQUES

Conformément à l'article 2 de l'arrêté du 4 août 2016, la répartition pour le secteur de la mobilité des transports routiers et non routiers est la suivante :

	2012	2030				2050			
		Tendanciel		Maximum		Tendanciel		Maximum	
	Consommation (GWh/an)	Consommation (GWh/an)	Taux de réduction /2012						
Transport routier	2 950	2 640	-11%	2 150	-27%	2 330	-21%	1 020	-66%
Autres transports	460	510	11%	360	-22%	580	26%	260	-44%

2.4.6 L'agriculture



- **Scénario « Tendancier » :**

L'évolution de la consommation énergétique liée à l'agriculture est supposée nulle, en l'absence de connaissance exhaustive de l'évolution des activités de culture et d'élevage à l'échelle régionale. Cette considération n'affecte que très peu le bilan de consommations énergétiques à toutes les échelles de temps. A l'état initial, la consommation énergétique liée à l'agriculture ne représentait que 2% du bilan global du Grand amiénois, soit 250 GWh.

- **Scénario « Maximum » :**

Suivant le scénario « maximum », la baisse des consommations d'énergie en agriculture est de 30 % en 2050 par rapport à l'année de référence (2010). La prospective énergétique agricole simulée est inspirée du scénario Afterres 2050, qui prévoit un changement de systèmes et de pratiques agricoles (carburant pour le labour, engrais), et des améliorations techniques (serres basse consommation, irrigation économe, moteurs des tracteurs)⁸.

Dans le présent scénario, l'introduction d'énergies renouvelables et de chaleur de récupération à échelle locale est négligée, le but étant de modéliser l'effet des actions de maîtrise de l'énergie uniquement.

Dans un second temps, il serait intéressant d'intégrer au scénario les potentialités de production d'EnR&R locales pour en mesurer l'effet sur la demande énergétique. En ce qui concerne les carburants (biocarburants, pétrole), des hypothèses supplémentaires sur le taux d'incorporation d'agro carburants sont émises (6% en 2010, et 25% en 2050). De plus, seule la consommation directe en énergie est considérée dans le présent scénario.

Tableau 8 : Évolution de la consommation par énergie en TWh pour l'agriculture d'après le scénario Afterres 2050

Vecteur énergétique	2010	2050
Pétrole	44	2
Gaz	5	26
Électricité	11	6
Bois-énergies	1	9
Biocarburants	2	1
Total	63	44

⁸ [Scénario Afterres 2050, Solagro, p. 61 \(2016\)](#)

2.4.7 L'éclairage public



• Scénario « Tendanciel »

Le scénario « tendanciel » appliqué à l'éclairage public n'affecte aucune action de maîtrise de l'énergie au secteur. La population du grand Amiénois étant amenée à évoluer, cela résulte tout de même en une augmentation de la consommation d'éclairage public. En effet, le principe de calcul des consommations énergétiques liées au secteur est basé sur des ratios de points lumineux par habitant en fonction de la densité de la commune considérée. Au total, une hausse de 12 % des consommations énergétiques est attendue en 2050 par rapport au niveau relevé en 2010. La contribution de l'éclairage public au bilan de consommation énergétique du Grand Amiénois demeure négligeable.

• Scénario « Maximum » :

Une simulation via l'outil Prosper est à l'origine du scénario « maximum » lié à l'éclairage public, intégrant des actions de remplacements de luminaires et d'optimisation de l'éclairage public. En l'occurrence, l'installation de nouveaux luminaires performants (éclairage LED) permet de doubler la performance par rapport aux anciens lampadaires. Dans les communes rurales, l'extinction nocturne de l'éclairage public est une action considérée dans le scénario de maîtrise de l'énergie, générant un gain de 40 % sur la consommation d'énergie. Pour les communes à caractère urbain, une optimisation de l'éclairage public est envisagée à travers la mise en place de systèmes de réduction de puissance des luminaires (ballasts électroniques, horloges astronomiques, etc.), en fonction de l'heure ou de la détection de présence. Le rythme d'installation de luminaires performants est progressif, avec 14 % de nouvelles installations entre 2015 et 2020, puis 29 % de rénovation dans les 20 ans qui suivent, et enfin un taux de rénovation qui s'accélère pour atteindre 57 % entre 2030 et 2050.

3 Potentiel de développement des EnR&R

3.1 Méthodologie générale

L'Étude de Planification Énergétique - EPE - du Pôle Métropolitain du Grand Amiénois a pour but de construire une stratégie cohérente permettant à ce territoire d'accélérer le mouvement de transition énergétique dans lequel il est engagé. Elle se structure en plusieurs phases et a débuté par une première phase qui a permis de construire un diagnostic complet de la situation énergétique du territoire (consommation, productions locales d'énergie, réseau énergétique). La phase 2 de l'étude de planification énergétique du Pôle Métropolitain a pour objectif de déterminer les potentialités de développement des différentes filières de production d'énergies renouvelables sur ce territoire. Ces potentiels s'entendent à plusieurs niveaux :

- Les potentiels maximaux dans l'état des technologies actuelles sont déterminés afin de fournir une vision à un horizon lointain (2050) du niveau d'autonomie énergétique que peut atteindre un territoire. Il s'agit donc ici de définir un niveau d'analyse stratégique à long terme.
- Ces potentiels de développement sont par la suite partagés selon plusieurs critères de faisabilité afin de déterminer quels sont les objectifs que le territoire peut se fixer à des horizons plus proches. Les projets et types de projets les plus faciles à réaliser dans une échéance de 5 à 10 ans sont renseignés afin d'alimenter la rédaction d'un Contrat d'Objectifs Territoriaux. Ceux-ci sont enfin associés à l'estimation de créations d'emplois faite grâce à l'outil TETE (Transition Ecologique Territoires Emplois) développé par l'ADEME et le Réseau Action Climat (le fonctionnement de cet outil est détaillé dans les rapports EPE). L'approche visée est donc pleinement opérationnelle.

Ces deux niveaux d'analyses sont constamment rappelés et présentés dans les paragraphes suivants. En fin de chaque partie, un encart résume les résultats principaux par filière.

3.2 Gaz renouvelable de la méthanisation



La méthanisation est une voie de valorisation des déchets organiques d'un territoire. Les intrants peuvent être variés, et comprennent notamment les déjections animales issues de l'élevage, les coproduits des cultures, la fraction fermentescible des ordures ménagères, les déchets de l'industrie agroalimentaire et de la grande distribution et les boues de stations d'épuration. Nous passons en revue l'ensemble de ces secteurs producteurs de matières organiques fermentescibles dans la suite.

Les unités de méthanisation ont trois débouchés principaux :

- La production d'électricité : le gaz est utilisé comme combustible d'un moteur électrique. Cette solution, au rendement faible, est utilisée lorsque l'unité de méthanisation ne peut pas injecter dans le réseau de gaz et qu'il n'y a pas de débouchés de chaleur.
- La cogénération : ce procédé consiste à produire simultanément de la chaleur et de l'électricité. Cela suppose un débouché de chaleur stable, mais permet d'augmenter significativement le rendement de l'installation
- L'injection dans le réseau de gaz : c'est la voie privilégiée à l'heure actuelle, mais elle nécessite de pouvoir accéder au réseau de gaz. Etant donné la forte disponibilité du réseau de gaz sur le territoire du Pôle Métropolitain, c'est ce débouché qui sera privilégié.

Les projets peuvent être à la maille d'une exploitation agricole, mais la maille pertinente est le plus souvent la mutualisation de plusieurs acteurs fournissant des déchets organiques pour une unité de taille plus importante. L'importance des investissements pousse en effet à les mutualiser entre plusieurs acteurs.

Rappel du diagnostic :

Le territoire compte actuellement une installation de production de biogaz : le site de l'entreprise DS Smith Packaging à Contoire.

Rappel des objectifs de développement :

Le gouvernement a donné pour objectif en 2030 de produire 10 % du gaz consommé en France sous forme de biogaz. GRDF défend l'objectif de produire en 2030 30 % du gaz consommé en France sous forme de biogaz et 100 % en 2050.

La Région Hauts-de-France a pour objectif de devenir la première région en Europe pour la production de biogaz injecté en 2030 avec la production de 9 053 GWh/an. Cela positionnera le biogaz comme première énergie de la Région, devant le bois-énergie (hors réseaux) et l'éolien.

3.2.1 Les gisements de matières méthanisables sur le territoire

Les gisements de matières méthanisables sont divers, chacun étant soumis à des contraintes propres à la filière dont il est issu. Citons notamment le rayon d’approvisionnement, la saisonnalité, la nécessité de retour au sol, la dispersion de la ressource, le nombre d’acteurs à mobiliser... Un premier critère est le rayon d’approvisionnement, visible ci-dessous :

Substrats	Distance maximale de collecte (km)
Fumier bovin	5
Lisier porcin	2
Résidus de cultures	50
Boues de stations d’épuration	4
Restes de restauration collective	55
Déchets verts	10
IAA type 1 (Boues)	4
IAA type 2 (déchets d’abattoirs)	25
IAA type 3 (graisses)	50

Figure 7 : Distance de collecte de substrats méthanisables.
Source : IRSTEA, Dossier de presse janvier 2015

On voit dans ce tableau récapitulatif que certaines matières, comme les lisiers, fumiers et boues de stations d’épuration, peuvent être déplacées sur seulement de très courtes distances quand certaines peuvent voyager sur de plus longues distances. En conséquence, nous considérerons certaines productions de substrat à l’intérieur des frontières stricto sensu du territoire.

L’objet de cette partie est de quantifier chacun des gisements sur le territoire.

3.2.1.1 LISIERS ET FUMIERS DE L’ELEVAGE

Les activités d’élevage génèrent deux substrats à fort potentiel de méthanisation : le lisier (liquide) et le fumier (solide). Les contraintes logistiques sont particulièrement prégnantes sur ces deux ressources, du fait des nuisances liées à leur transport notamment. L’IRSTEA indique donc à titre indicatif qu’une unité de méthanisation peut récolter du fumier dans un rayon d’environ 5 km, et du lisier dans un rayon de 2 km. Cela restreint donc fortement la maille géographique à laquelle cette ressource peut être utilisée et les projets *in situ* présentent donc un avantage certain.

L’évaluation des cheptels sur le territoire du Pôle Métropolitain repose sur deux bases de données produites par le Ministère de l’Agriculture, de l’Agroalimentaire et de la Forêt :

- Le *Recensement Général Agricole* de 2010, qui indique à la maille communale et surtout à la maille cantonale (cantons de 2011) le nombre d’exploitations et de têtes de bétail. Les données communales comprennent de nombreuses données commercialement sensibles non communiquées, on préférera donc l’usage des données cantonales.
- Les *Statistiques Agricoles Annuelles*. Ces chiffres, donnés à la maille départementale uniquement, permettent d’évaluer l’évolution des cheptels sur la période.

Les limites des cantons de 2011 ne coïncident pas exactement, c'est pourquoi les données ont été « désagrégées » à la maille communale avant de pouvoir être réunies selon le bon périmètre. Si les effectifs ne sont donc pas exacts, il s'agit d'ordres de grandeur corrects :

Type	Effectifs
Total Bovins	107 206
Brebis nourrices	2 043
Total Porcins	65 954
Truies reproductrices de 50 kg ou plus	0
Poulets de chair et coq	1 925 933

Tableau 9 : Ordres de grandeur des effectifs des animaux d'élevage sur le territoire du Pôle Métropolitain (en têtes)

Les ratios que nous utilisons pour calculer les quantités de fumiers et lisiers sont issus de l'étude de référence d'avril 2013 *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation* produite par SOLAGRO. Les ratios prennent en compte les itinéraires techniques agricoles utilisés avec notamment le temps de stabulation réel (temps passé à l'étable), des ratios de mobilisation sont également fournis, permettant de quantifier le potentiel de développement à l'horizon 2030. Les quantités d'effluents d'élevage disponibles pour la méthanisation sont donc les suivantes :

	Gisement "brut" (en MWh/an)	Mobilisable vers 2030 (en MWh/an)
Fumier	234 771	40 315
Lisier	29 420	7 578
TOTAL	264 191	47 893

Tableau 10 : Production de matière pour la méthanisation issue de l'élevage.

Cette production de substrat est dominée par la production des fumiers issus de l'élevage bovin.

Au-delà de la quantité brute de gisement issu de l'élevage, il ne faut pas oublier que ces matières présentent l'atout de fournir les bactéries indispensables au processus de méthanisation. Les principales exploitations d'élevage, les plus susceptibles d'accueillir une

installation de ce type, sont très peu nombreuses sur le territoire et sont facilement cartographiées ci-après, sur la base des données du répertoire des ICPE (Installations Classées pour la Protection de l'Environnement).

3.2.1.2 COPRODUITS DE L'AGRICULTURE

De nombreuses parties secondaires issues des plantes cultivées sont actuellement peu valorisées et laissées au champ. Elles peuvent receler un potentiel de méthanisation intéressant.

Les ressources végétales considérées sont :

- Les résidus de cultures : les pailles de céréales, les menues pailles, les pailles d'oléagineux, les résidus de maïs, les fanes de betterave ;
- Les issues de silos

Pour évaluer les surfaces agricoles sur le territoire du Pôle Métropolitain, nous utilisons le RPG 2016 - Répertoire Parcellaire Graphique - qui donne les cultures principales de toutes les parcelles.

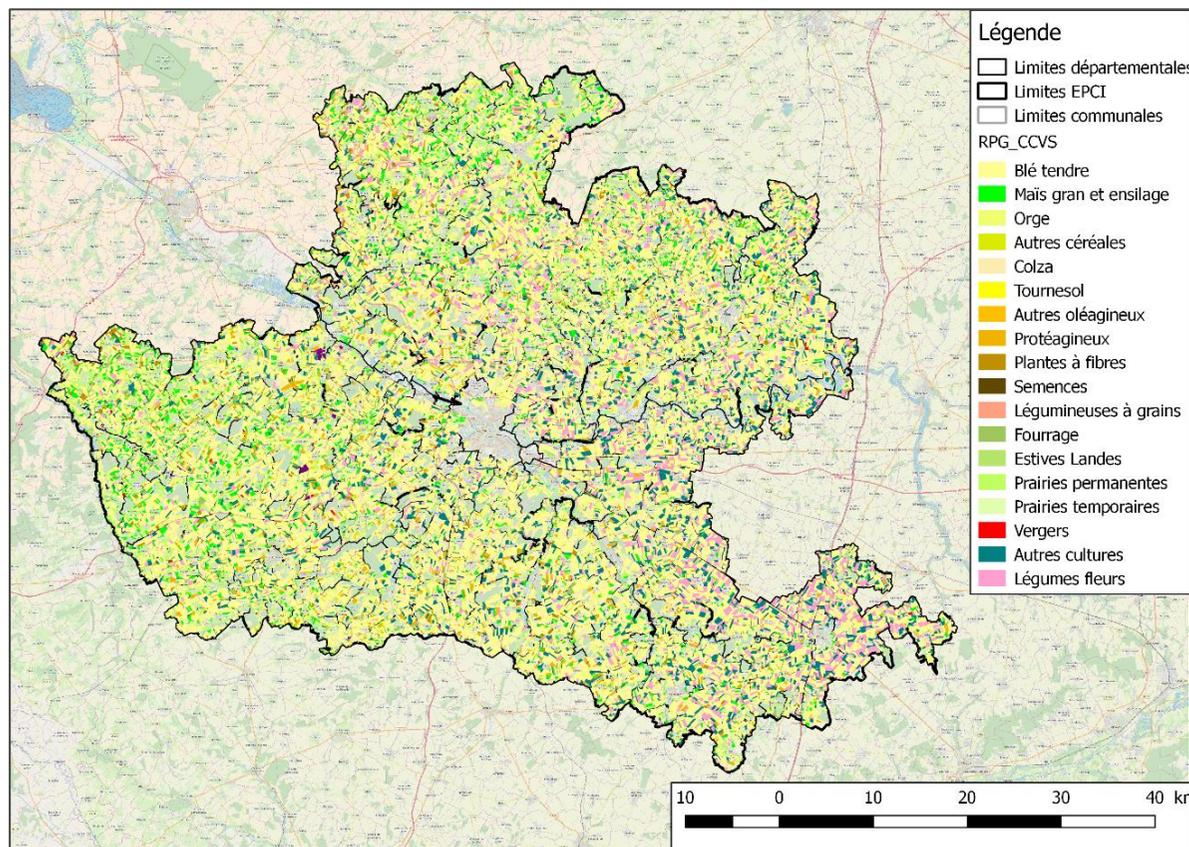


Figure 8 : Cultures majoritaires des parcelles sur le territoire (Source : RPG 2016)

Les surfaces utiles pour les coproduits méthanisables sont mesurées à partir de cette base et sont les suivantes :

Type	Surface (en ha)
Céréales	147 943
Maïs	15 266
Colza	25 594
Betteraves	21 901

Tableau 11 : Surfaces cultivées du territoire (Source : Registre Parcellaire Graphique 2016)

Un contrôle a été effectué pour comparer ces surfaces à d'autres sources de données, qui montrent des écarts minimes quant aux surfaces cultivées. De la même manière que pour l'élevage, nous utilisons les ratios de production de l'étude de référence d'avril 2013 *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation* de SOLAGRO. Les quantités de matières sont évaluées à l'horizon 2030 :

Gisement mobilisable à l'horizon 2030

	Gisement mobilisable (tMB)	Gisement mobilisable (tep)	Gisement mobilisable (MWh)
Menue paille céréales	14 794	2 457	28 568
Menue paille colza	3 616	319	3 707
Paille de Céréales	177 531	29 481	342 811
Paille de Maïs	5 038	923	10 731
Paille de Colza	8 062	711	8 265
Fane de betteraves	665 742	25 644	298 193
Issues de silos	1 776	334	3 888
TOTAL			696 162

Production brute de matières méthanisables

	Gisement mobilisable (tMB)	Production brut (tep)	Gisement brut (MWh)
Paille de céréales	576 976	95 815	1 114 137
Paille de Maïs	50 378	9 228	107 308
Paille de Colza	53 747	4 739	55 102
Fane de betteraves	657 017	25 308	294 285
Menues pailles	277 658	43 922	510 730
Issues de silos	7 552	1 2442	16 537
TOTAL			2 098 099

Tableau 12 : Production de matières méthanisables à partir des coproduits de l'agriculture.

3.2.1.3 CIVE (CULTURE INTERMEDIAIRE A VOCATION ENERGETIQUE)

La culture intermédiaire s'implante à l'interculture. Dans une rotation culturale, il s'agit de la période qui se situe entre la récolte d'une culture principale et le semis de la suivante. La durée de l'interculture varie en fonction de la nature des cultures principales présentes dans la rotation et dépend donc des dates de récoltes et de semis de chacune (de 2 à 9 mois).

La CIVE a pour principal objectif de produire de la biomasse. Nous utilisons les ratios de production de l'étude de référence d'avril 2013 *Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation* de SOLAGRO. Concernant les hypothèses de détermination du gisement de résidus de culture utilisable, elles sont les suivantes :

- L'utilisation de la paille dans 66% des cas (deux années sur trois), comme litière ou substrat de méthanisation ce qui permet un retour de 50% de la matière organique au sol.
- Pour les autres pailles, le taux de mobilisation est plus restreint car leurs utilisations et récoltes présentent des obstacles importants. Ainsi le taux de mobilisation du colza, mais-grain et tournesol est située entre 5% et 15%. Ce taux est similaire à celui appliqué pour les menues pailles et fanes de betteraves sucrières.
- Pour 90% du volume, l'hypothèse considérée est une récolte de CIVE avant l'hiver pendant un nombre de mois restreints (pratique majoritaire aujourd'hui). Pour le reste du volume (10%), il est pris une hypothèse haute de récolte du couvert à l'implantation de la culture suivante, permettant à la CIVE d'atteindre 2 mois poussants supplémentaires.

Les quantités de matières sont évaluées à l'horizon 2030 :

	Production brut (tep)	Gisement brut (MWh)	Gisement mobilisable (MWh)
Paille de Maïs	2 917	33 921	10 176
Fane de betteraves	6 539	76 034	22 810
TOTAL			32 986

Tableau 13 : Production de matières méthanisables à partir de CIVE.

3.2.1.4 DECHETS DES INDUSTRIES AGROALIMENTAIRES

L'évaluation des tonnages de produits susceptibles d'être méthanisés se fait également par application de ratios sur la base des effectifs des industries concernées. Cette méthode demeure néanmoins imparfaite et bien moins fiable que d'obtenir les réponses directes des entreprises concernées, ce qui est généralement difficile. Ces entreprises devront donc être impliquées dans la constitution d'un tissu local d'installations de méthanisation, en tachant de les mobiliser et de connaître mieux leur production de déchets.

Le territoire compte plusieurs entreprises de ce secteur agro-alimentaire (croisement du répertoire des entreprises SIRENE et du répertoire des ICPE).

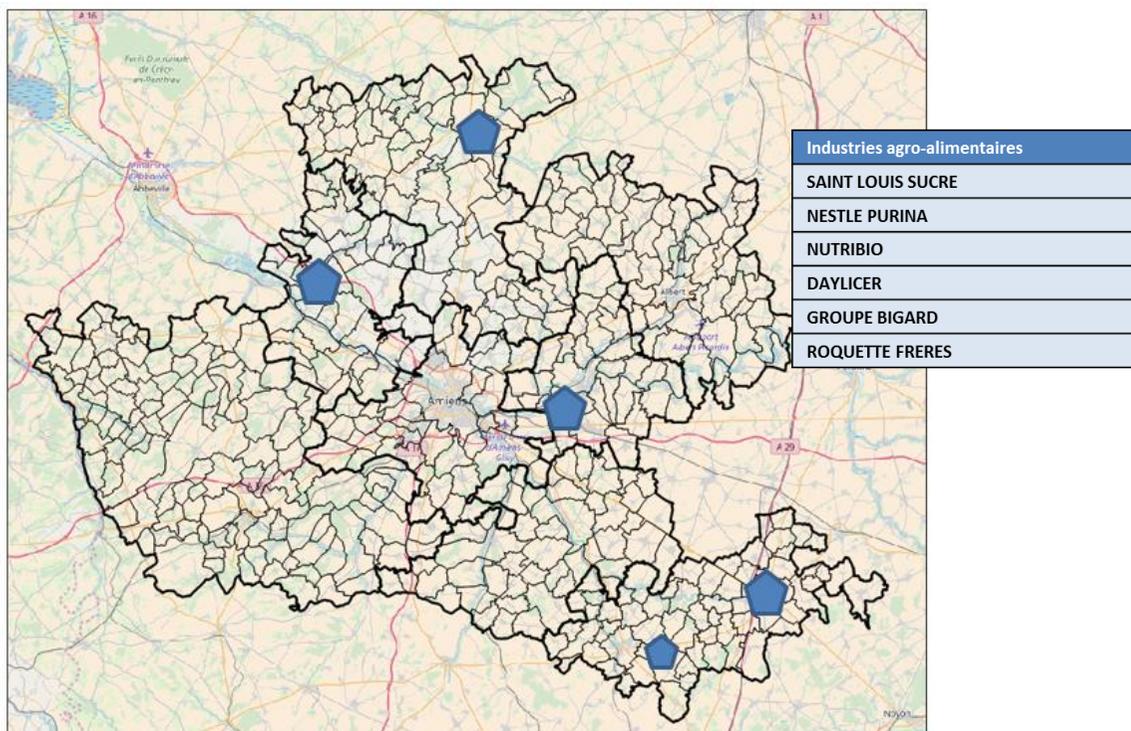


Figure 9 : Les principales industries agroalimentaires du territoire

La production des matières est évaluée à 16 930 MWh par an (avec les ratios de l'étude ADEME/Solagro/Inddigo).

3.2.1.5 BOUES DES STATIONS D'EPURATION

Le territoire compte une soixantaine de stations d'épuration, mais seules 11 d'entre elles ont une capacité de traitement supérieures à 10 000 EH, qui est le seuil minimal au-delà duquel on observe que des projets peuvent se réaliser (compte-tenu de l'effort à fournir pour la mobilisation de la ressource).

Les stations d'épuration les plus importantes (plus de 10 000 équivalents-habitants) sont :

- AIRAINES ;
- ALBERT ;
- AMIENS ;
- AMIENS ZI ;
- BEAUVAL ;
- CORBIE ;
- DOULLENS ;
- MONTDIDIER ;
- MOREUIL ;
- ROYE ;
- VILLERS-BRETONNEUX.

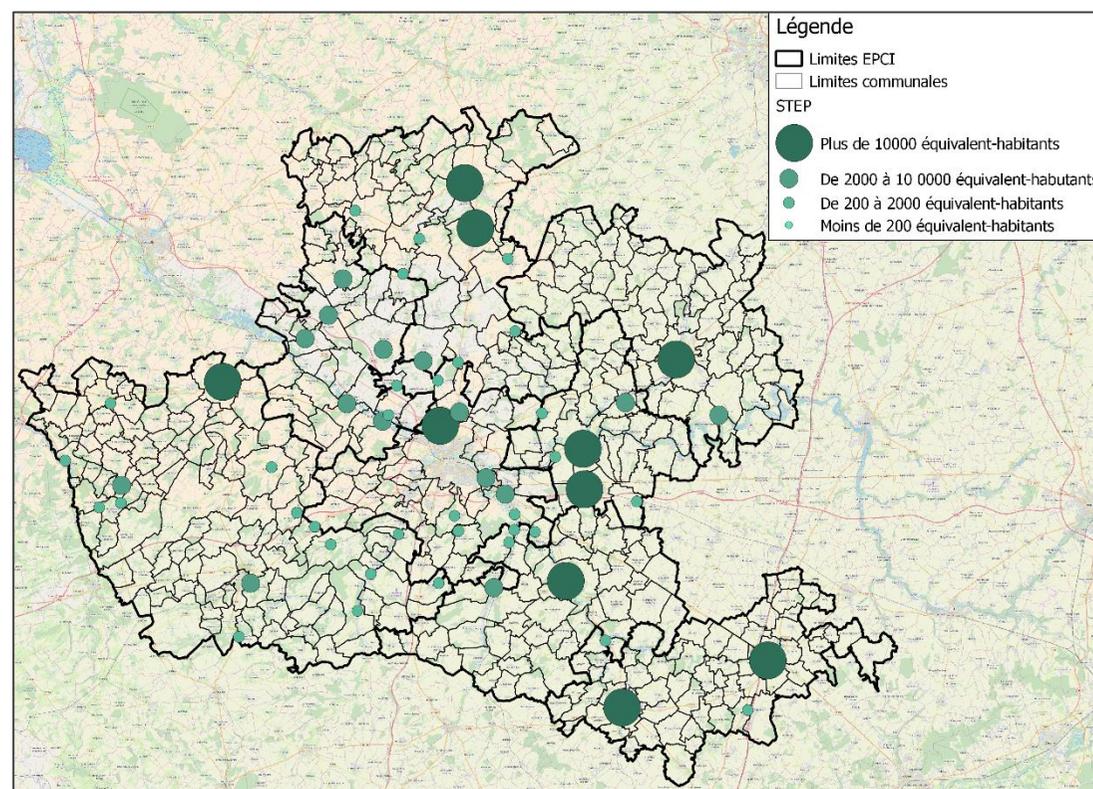


Figure 10 : Stations d'épuration du territoire (Source : Portail de l'assainissement communal)

Elles sont susceptibles de produire par an 3 825 tonnes de matières sèches (tMS), ce qui correspond environ à 8 625 MWh d'énergie, en prenant le pouvoir méthanogène moyen observé sur la France. On le voit, tout comme les déchets de l'industrie agroalimentaire, cette production n'est pas suffisante pour envisager la création d'une installation dédiée uniquement pour traiter ces boues mais peut en revanche constituer un appoint pour varier le mix de substrats.

Le tableau suivant récapitule les gisements bruts et mobilisables vers 2030 pour chacune des filières pertinentes.

	Gisement "brut" (en MWh/an)	Mobilisable vers 2030 (en MWh/an)
<i>Elevage</i>	264 191	47 893
<i>Agriculture</i>	2 098 099	696 162
<i>CIVE</i>	32 986	32 986
<i>Déchets IAA</i>	16 930	16 930
<i>Boues STEP</i>	8 625	8 625
TOTAL	2 420 831	802 596

Tableau 14 : Gisements méthanisables bruts et mobilisables vers 2030

3.2.2 Possibilité d'injection sur le réseau de gaz

Actuellement les installations de production de biogaz valorisent leur production sous forme de cogénération. L'autre possibilité de valorisation est l'injection sur le réseau de gaz. Le contexte est particulièrement favorable à cette possibilité, avec des opérateurs (GRDF et GRTgaz principalement) proactifs sur le sujet, portant de grandes ambitions (un communiqué de novembre 2017 indique un objectif de 30 % de gaz vert en 2030).

Le schéma ci-dessous présente les possibilités d'injection sur le réseau de gaz, ainsi que les moyens de lever les contraintes pouvant apparaître sur le réseau de gaz.

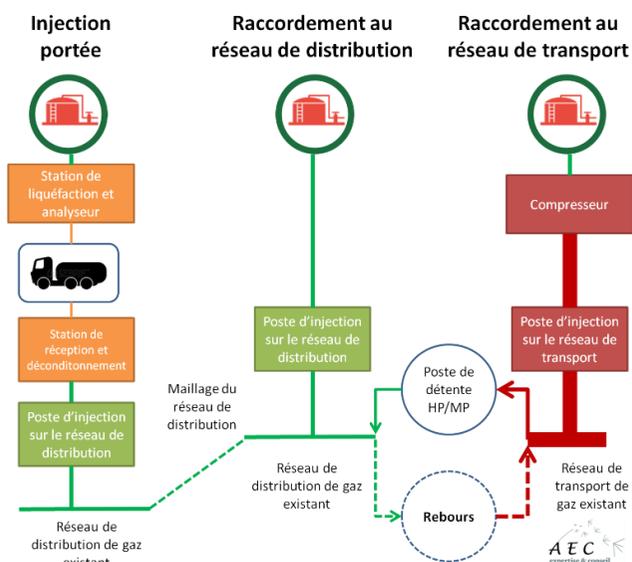


Figure 11 : Possibilités de raccordement en injection

L'injection portée consiste en la compression et le transport par camion du gaz. Cette solution encore en développement n'a à priori pas sa place sur le territoire, du fait de l'importance du réseau de gaz.

L'injection sur le réseau de distribution repose sur :

- la création d'une canalisation de distribution entre le réseau de distribution de gaz existant et l'unité de méthanisation (compter entre 50 et 100 €/ml selon les débits et les difficultés de création de la tranchée) ;

- la construction d'un poste d'injection sur le réseau de distribution, regroupant les fonctions d'odorisation, d'analyse du gaz, un système anti-retour et le comptage. Le poste d'injection sur le réseau de distribution est loué à environ 52 k€/an par GRDF.

Des contraintes d'injection peuvent apparaître sur le réseau de distribution. En première approche, il faut s'assurer que la production ne dépasse pas la consommation de gaz sur la zone de desserte gazière. Si les prévisions de production dépassent les prévisions de consommation, trois possibilités de levée de contrainte existent :

- le maillage du réseau de distribution, qui consiste à relier deux zones de dessertes gazières entre elles, afin de permettre un débouché plus important au gaz injecté ;
- la création d'unité de rebours, installation industrielle permettant la compression du gaz depuis le réseau de distribution vers le réseau de transport. Cette solution est encore récente, et présente des coûts importants (de l'ordre de 2 M€). La création de rebours doit se faire sur la base d'un schéma de déploiement important de production de biogaz, pour rentabiliser l'investissement ;
- le positionnement de stations de recharge de GNV sur les poches de distribution en contraintes, afin d'augmenter le niveau de consommation de gaz et de relever la puissance injectable ;

Enfin, il est également possible de se raccorder sur le réseau de transport de gaz, avec à priori des débits injectables très élevés. Pour cela il est nécessaire :

- de comprimer le gaz pour porter sa pression au niveau de celle du réseau de transport. Les compresseurs sont des équipements relativement coûteux (environ 180 k€ pour un compresseur de 200 m³/h, auxquels il faut rajouter des OPEX de l'ordre de 10 %) ;
- de construire une canalisation de transport entre le compresseur et le poste d'injection (de 220 à 800 €/ml) ;
- de construire un poste d'injection sur le réseau de transport, regroupant les fonctions d'odorisation, de comptage, de système anti-retour et d'analyse. Le poste d'injection est facturé par GRT Gaz à 670 k€9.

Le déploiement d'un nombre important d'unités de production en injection sur le réseau de gaz doit donc être coordonné pour garantir l'utilité des infrastructures créées.

Sur le territoire, seule la zone d'Amiens permet actuellement l'injection. Cependant, avec quelques maillages, il serait possible d'injecter plus de 4 600 Nm³/h sur une zone importante autour d'Amiens.

⁹ http://www.grtgaz.com/fileadmin/clients/producteur_gaz/fr/Grille-tarifaire-producteurs-biomethane.pdf

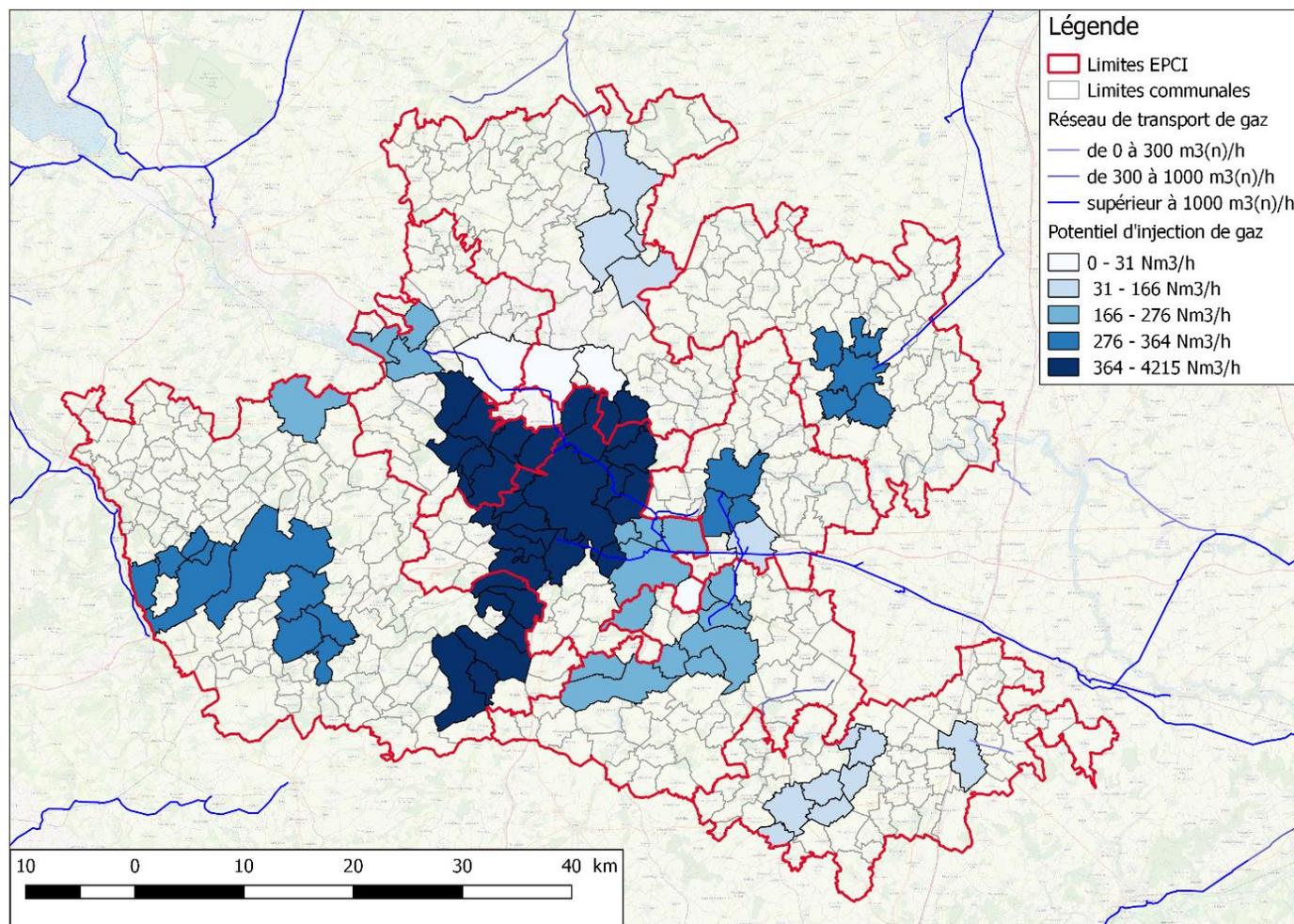


Figure 12 : Potentiel d'injection en biogaz, en considérant un apport de 3% sur la consommation annuelle par poche

3.2.3 Bilan du potentiel de gaz renouvelable sur le territoire

Le bilan de potentiel de gaz renouvelable sur le territoire s'établit à environ 2 421 MWh dont 33% (803 GWh) mobilisable en 2030.

	Scénario de consommation	
	Tendanciel	« Baisse maximum »
Gisement brut	2 388 GWh (hors CIVE) 2 421 GWh (avec CIVE)	
Mobilisable en 2030	770 GWh (hors CIVE) 803 GWh (avec CIVE)	
Equivalence en installations	40 installations mobilisables en 2030	
Consommations de gaz en 2050	2977 GWh	1925 GWh
Part de la consommation couverte par la production brute locale	81 %	126 %

Tableau 15 : Bilan du potentiel de gaz renouvelable



Les matières issues des cultures et de l'élevage représentent près de 740 GWh mobilisables à moyen terme (2030). Ce sont les principales sources de substrats pour la méthanisation, les autres gisements (déchets de l'industrie agroalimentaire, boues de STEP, ...) pouvant représenter un appoint surtout utile pour la diversification des sources d'approvisionnement.

En termes de développement, cela représente environ une douzaine d'installations sur la période, ce qui est conforme aux objectifs de développement ambitieux de la région. Dans ce cas, la question d'une adaptation substantielle du réseau de distribution se posera rapidement.

La méthanisation en injection constitue donc une filière prioritaire pour le territoire.

3.3 Électricité éolienne terrestre



L'électricité éolienne s'est fortement développée en France depuis 2003 et représente en 2017 une puissance installée de 13,55 GW et une production de 24 TWh par an, ce qui représente 4,5 % de la production nationale d'électricité.

Rappel du diagnostic :

Au moment de l'état des lieux, le territoire du Pôle Métropolitain compte 379 mâts répartis sur 59 parcs, pour une puissance de 880 MW et un productible estimé à 1,66 TWh/an. Cette production représente 66 % de la consommation électrique du territoire. 327 mâts sont en cours de construction ou en cours d'instruction (représentant 1,9 TWh/an).

Rappel des objectifs de développement :

La Région Hauts-de-France a pour objectif de « stabiliser » la production éolienne à l'horizon 2030. Cela correspond à la réalisation des projets en cours et à ne plus encourager la filière, ce qui aboutit à une augmentation de la production d'énergie de 60 % par rapport à 2015 pour porter la production à 7 824 GWh/an au niveau régional.

3.3.1 Zones favorables au grand éolien

La carte qui suit est issue du Schéma Régional Éolien de l'ex-Région Picardie, elle détaille les zones favorables à l'éolien sur le territoire en regard des parcs déjà installés. Ce zonage reprend les différentes contraintes cartographiées dans le SRE :

- Les paysages règlementés, les paysages à protéger, les paysages à petite échelle, les paysages de belvédères, le patrimoine culturel.
- Les ZNIEFF, le patrimoine naturel, les couloirs migratoires de l'avifaune.
- Les contraintes techniques des radars et du domaine aéronautique

Aujourd'hui, le SRE n'est plus reconnu comme document réglementaire pour l'implantation de parc éolien et une étude doit être menée de manière spécifique pour chaque projet présenté. Néanmoins celui-ci est reconnu comme un document de référence réunissant et croisant de nombreuses données.

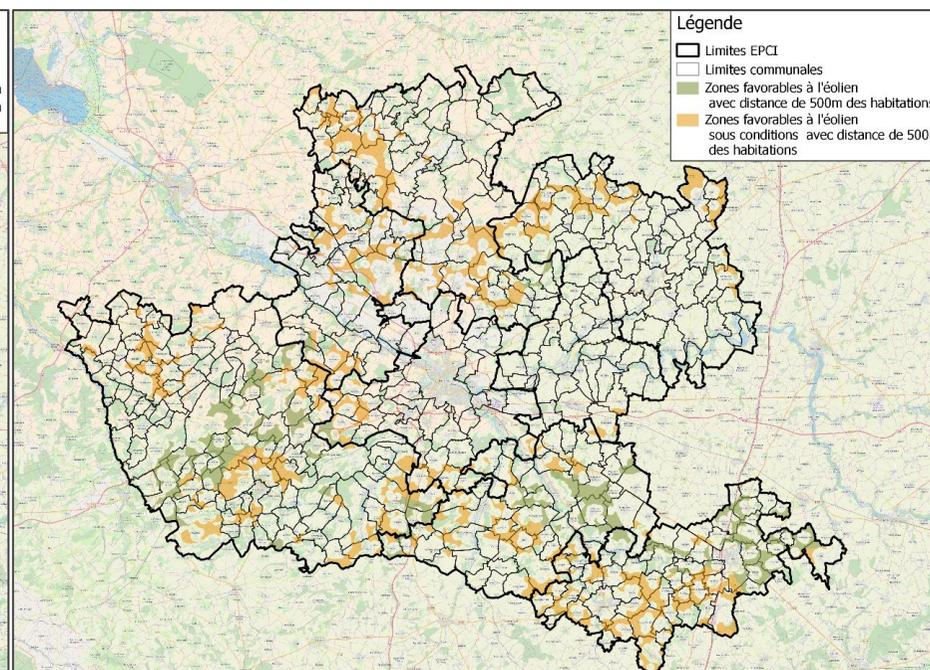
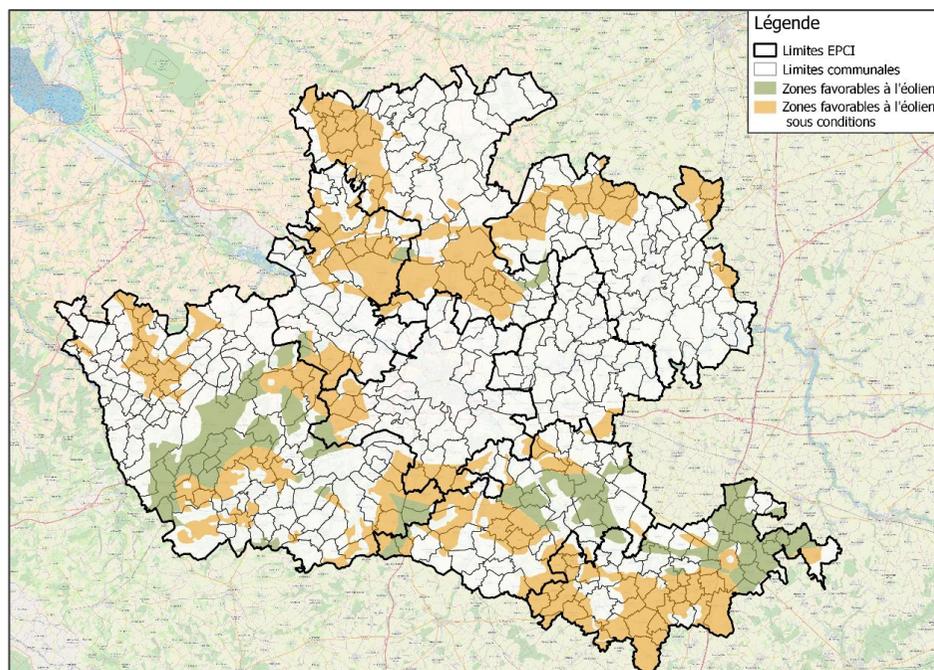


Figure 13 : Zones favorables à l'éolien sous conditions

Figure 14 : Zones favorables à l'éolien sous conditions situées à moins de 500 m

(Source : Schéma Régional Éolien de l'ex-Région Picardie et BD TOPO de l'IGN)

Pour évaluer la puissance associée à ces zones favorables, un coefficient de rapport entre mégaWatt installés et les surfaces déterminés par les SRE est utilisé : ce coefficient a été étudié pour les régions Hauts-de-France et Normandie. En utilisant un coefficient associé à des zones saturées, les surfaces des SRE donnent un potentiel de 1 810 MW.

A l'heure actuelle, en considérant la puissance installée et les éoliennes en projet, le territoire présente 1887 MW d'éolien. Le territoire a donc réalisé son potentiel estimé.

3.3.2 La possibilité du « repowering »

Les technologies éoliennes évoluant, les turbines disponibles aujourd'hui sur le marché sont bien plus productives que celles qui ont été installées au sein des parcs actuellement en activité. Cette évolution est portée par deux aspects :

- L'amélioration propre des technologies, permettant de produire plus pour des installations de même diamètre.
- L'augmentation de la taille des installations du fait de l'amélioration des technologies de construction. Sur cet aspect, si la reconduction des installations au terme de leur durée de vie est possible, elle ne le sera pas forcément avec des installations de taille supérieure.

Il convient néanmoins de souligner que les puissances instantanées installées pourraient croître de l'ordre de 50 % en considérant l'installation de nouvelles technologies (amélioration de l'efficacité des pales, sans augmentation significative de la taille des éoliennes).

Il existe trois possibilités de renouvellement :

- Modifier la position ou la taille des éoliennes ;
- En installer des plus grandes aux mêmes emplacements ;
- Effectuer un renouvellement à l'identique.

Si le cadre réglementaire actuel permet déjà le traitement des modifications de parc, et donc le renouvellement, les quelques parcs qui ont procédé à leur renouvellement l'ont fait par le biais d'une procédure d'autorisation complète (comme pour une installation neuve).

La réglementation prévoit qu'en cas de « modification substantielle » des installations qui relèvent de l'autorisation environnementale une nouvelle autorisation doit être délivrée. Une nouvelle instruction parue le 17 juillet fixe les règles d'évaluation de cette modification substantielle. Ainsi, si le renouvellement du parc se réalise à l'identique (même type de machines et mêmes emplacements), il s'agit d'une modification non substantielle. En revanche, sont d'office considérés comme modification substantielle l'ajout d'une éolienne de plus de 50 mètres de hauteur (mât) et une augmentation de la puissance installée au-delà de 20 MW. Entre ces deux extrêmes, l'instruction laisse une marge aux Préfets pour juger de l'importance de la modification et demander des éléments supplémentaires au développeur.



En croisant à la fois les cartes issues du SRE et du Schéma d'insertion de l'éolien, il apparaît que le territoire a déjà réalisé une bonne partie de son potentiel.

Les possibilités futures de production accrue se situent essentiellement dans l'évolution des parcs existants avec le repowering à venir. En considérant que toutes les éoliennes voient leur puissance passer à 3,6 MW, l'augmentation de puissance installée serait de **673 MW supplémentaires** et entrainerait une augmentation de la production de **1 272 GWh/an**.

3.4 Électricité hydroélect



Le petit hydraulique désigne les installations de puissance inférieure à 10 MW. On distingue généralement les trois classes de puissances suivantes :

- la **petite centrale hydraulique** (puissance allant de 0,5 à 10 mégawatts)
- la **micro-centrale** (de 20 à 500 kilowatts)
- la **pico-centrale** (moins de 20 kilowatts)

Au-delà de cette terminologie, ces installations sont généralement raccordées au réseau électrique ou peuvent servir à l'alimentation d'une installation isolée dans un cadre d'autoconsommation.

Sur le territoire, différents obstacles positionnés sur les cours d'eau ont fait l'objet d'une analyse, afin de calculer les puissances disponibles et de déterminer le type d'installation qui peut être implanté. Pour chaque site, la puissance est calculée selon la formule suivante :

$$Puissance = Hauteur\ de\ chute \times Débit \times Masse\ volumique \times g$$

où g est l'accélération de la pesanteur : $9,81\ m.s^{-2}$.

Rappel du diagnostic :

Aucune installation hydroélectrique n'a été recensée sur le territoire.

Rappel des objectifs de développement :

Aucun objectif de développement n'est défini au sein du SRADDET.

Le contexte général de la gestion des cours vise en priorité à restaurer la continuité écologique des cours d'eau (directive cadre sur l'eau de 2000). Cette continuité entre en contradiction avec la présence de certains ouvrages sur les cours d'eau, dont les seuils, les écluses ainsi que certaines installations hydroélectriques. La tendance est donc plutôt à l'arasement des obstacles à l'écoulement.

Nous avons à notre disposition la base de données du Répertoire des Obstacles à l'Écoulement pour repérer les sites potentiels ; elle n'est néanmoins pas complète, nous analysons donc également les autres études qui ont pu être menées sur ce sujet.

3.4.1 Répertoire des obstacles à l'écoulement

290 obstacles à l'écoulement se trouvent sur la Bresle, la Somme et ses affluents. Sur ces 290 sites, 45 d'entre eux présentent une hauteur de chute supérieure à 1 mètre.

Les 4 obstacles ayant des puissances supérieures à 300 kW sont situés sur la Somme:

- L'écluse de Flixecourt La Breilloire présente une hauteur de chute de 2,3 m de hauteur, avec un débit probable de 35 m³/s. Il n'y a actuellement pas de projet d'aménagement de ce cours d'eau. La puissance disponible est de l'ordre de **562 kW**.
- La Pisciculture de Môle à Airaines présente une hauteur de chute de 1,72 m de hauteur, avec un débit probable de 35 m³/s. Il n'y a actuellement pas de projet d'aménagement de ce cours d'eau. La puissance disponible est de l'ordre de **424 kW**.
- L'écluse d'Amiens présente une hauteur de chute de 3,5 m de hauteur, avec un débit probable de 14 m³/s. Il n'y a actuellement pas de projet d'aménagement de ce cours d'eau. La puissance disponible est de l'ordre de **342 kW**.
- Le seuil de Sénécât à Airaines présente une hauteur de chute de 1,3 m de hauteur, avec un débit probable de 35 m³/s. Il n'y a actuellement pas de projet d'aménagement de ce cours d'eau. La puissance disponible est de l'ordre de **310 kW**.



Figure 15 : Vue aérienne de l'écluse de Flixecourt La Breilloire (Source : Géoportail)



Figure 16 : Vue aérienne de la Pisciculture de Môle (Source : Géoportail)



Figure 17 : Vue aérienne de l'écluse d'Amiens (Source : Géoportail)



Figure 18 : Vue aérienne du seuil de Sénécât (Source : Géoportail)

Il est à noter que la Somme est classé « *Potentiel mobilisable sous conditions strictes* » dans l'étude de l'Agence Eau Artois-Picardie de 2008 du fait de la présence de nombreux sites faisant l'objet de protections réglementaires.

3.4.2 Étude départementale du potentiel

Le potentiel hydroélectrique des barrages existants sur le fleuve Somme (partie canalisée) depuis Péronne à l'amont jusqu'à Saint-Valéry-sur-Somme à l'aval, a été étudié en 2010 par le Conseil départemental de la Somme, complété par l'étude des ouvrages appartenant au Conseil départemental, la ville d'AMIENS et quelques sites privés (PÉRONNE, SAILLY LAURETTE, DAOURS, LONG et PONT RÉMY).

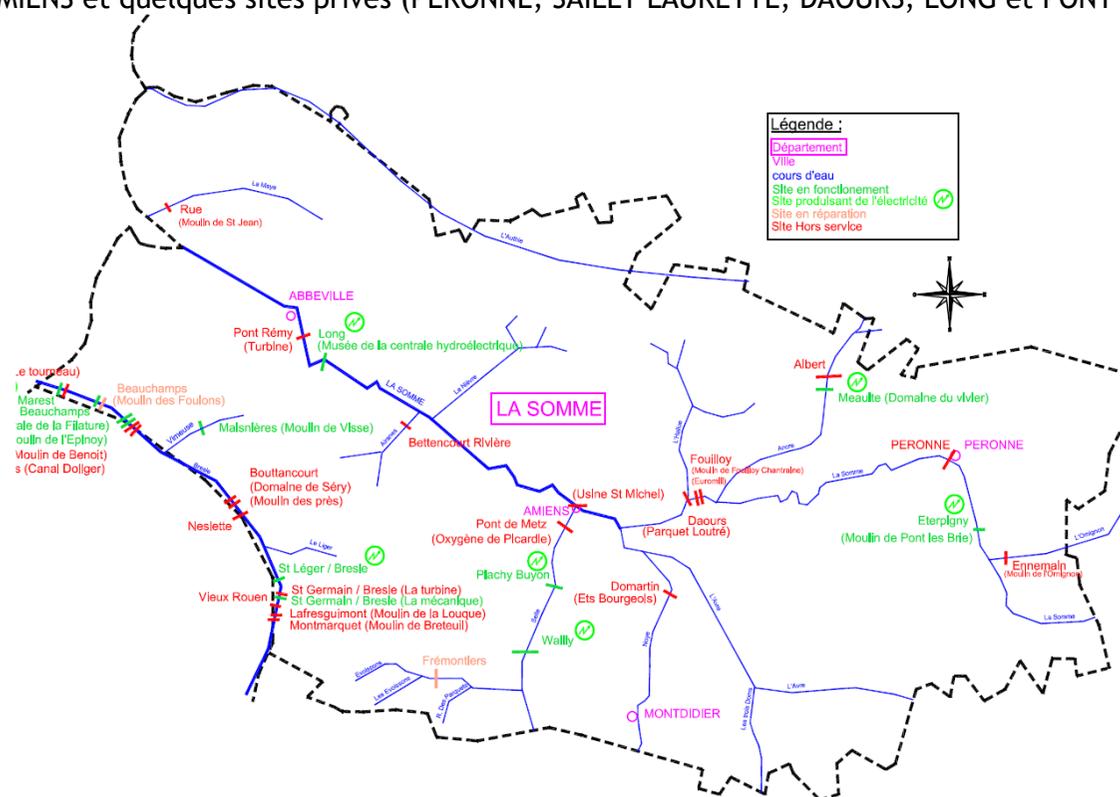


Figure 19 : Inventaire des sites hydroélectriques en activité ou à l'arrêt.

La FDE 80 a effectué une mise à jour de cette étude afin composée de 3 parties successives :

1. Analyse des données disponibles, mise en évidence des sites à potentiel
2. Visite des sites à potentiel, élaboration de fiches de synthèse pour chaque site, classement des sites selon leur rentabilité (ou tout autre critère à déterminer avec le maître d'ouvrage)
3. Etude de faisabilité des meilleurs sites.

L'étude du FDE80 identifie 11 sites potentiels sur le territoire du FDE80 dont les puissances se situeraient entre 30 et 190 kW.

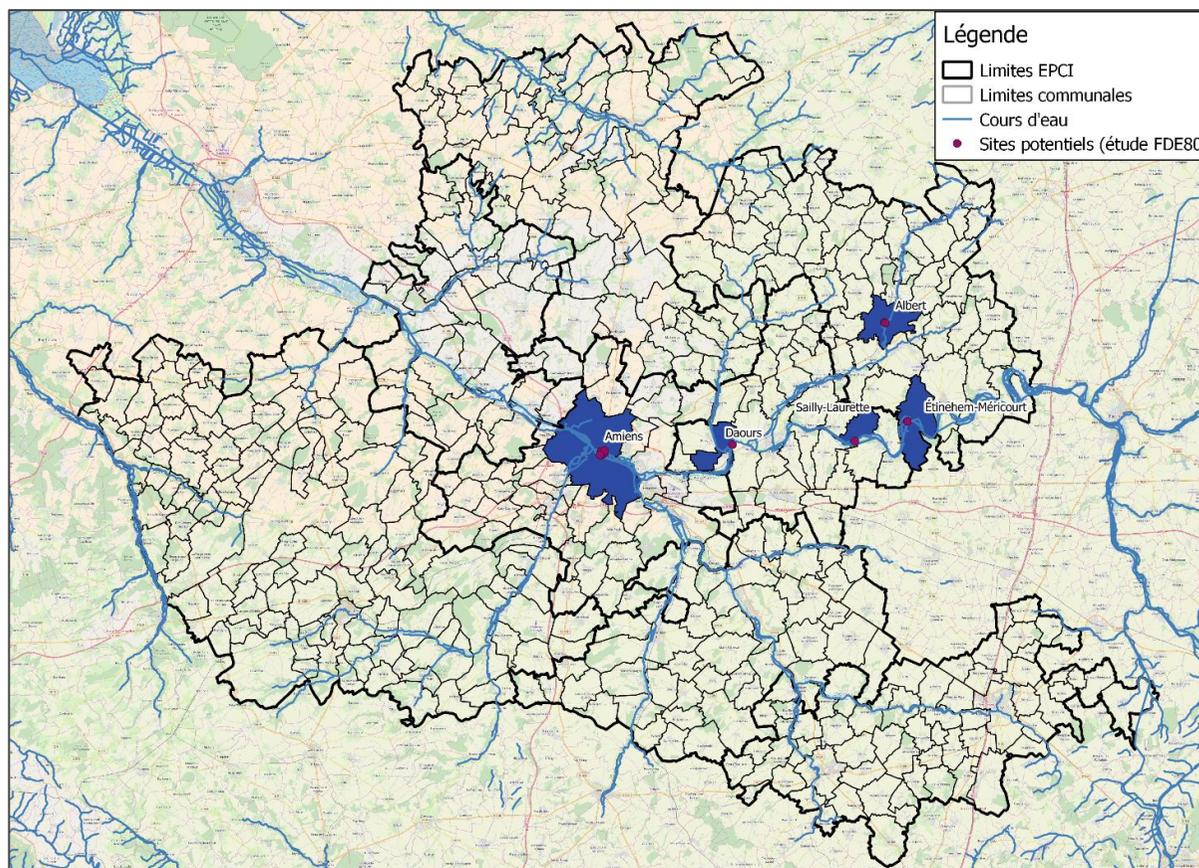


Figure 20 : Cartographie des sites potentiels identifiés par l'étude du FDE80

Les sites présentant une puissance potentielle supérieure à 100 kW sont les suivants :

- ❖ L'usine hydroélectrique de Daours présente une puissance potentielle de 189 kW pour un productible estimée de 1 215 MWh par an.
- ❖ L'usine hydroélectrique de Saint-Michel présente une puissance potentielle de 138 kW pour un productible estimée de 915 MWh par an.
- ❖ Le barrage de Sully-Laurette présente une puissance potentielle de 136 kW pour un productible estimée de 822MWh par an.



Figure 21 : Vue aérienne de l'usine hydroélectrique de Daours (Source : Géoportail)



Figure 22 : Vue aérienne de l'usine hydroélectrique de Saint-Michel (Source : Géoportail)



Figure 23 : Vue aérienne du Barrage de Sully-Laurette (Source : Géoportail)



Le potentiel de développement respectueux des contraintes spécifiques au milieu aquatique est réduit avec des projets potentiels dont la puissance serait inférieure à 190 kW. Les puissances développées sont négligeables et ce type d'aménagement n'est a priori pas une priorité en comparaison des autres usages du cours d'eau, notamment de sa navigabilité.

3.5 Électricité photovoltaïque



Les installations photovoltaïques sont pour l'instant peu nombreuses sur le territoire, essentiellement représentées par des installations de particuliers. Les plus grandes installations que nous avons recensées sont des installations déployées sur des toitures agricoles.

Rappel du diagnostic :

La puissance cumulée sur le territoire est de 7 600 kW. Ce qui donne une production de 6 916 MWh/an. Plusieurs installations remarquables ont été recensées sur des toitures agricoles. Un projet de centrale au sol a été identifié au Solsite de Vauvoix.

Rappel des objectifs de développement :

La Région Hauts-de-France a pour objectif de produire 1 778 GWh/an d'électricité photovoltaïque, ce qui correspond à une multiplication par 14 par rapport à la production de 2015.

3.5.1 Technologie et état des lieux de la filière

Les cellules photovoltaïques permettent de convertir l'énergie de rayonnement du soleil en énergie électrique. Plusieurs technologies de cellules photovoltaïques existent, les deux principales sur le marché étant les cellules en silicium cristallin (monocristallin ou multicristallin) et les cellules en couches minces.

Les rendements et prix varient grandement selon les technologies : les cellules en couches minces ont des rendements faibles (de 5 à 10 %) mais des prix peu élevés, les cellules en silicium cristallin permettent d'atteindre des rendements de l'ordre de 15 % (multicristallin) à 18 % (monocristallin) pour des prix plus élevés.

La puissance des panneaux photovoltaïques est exprimée en kilowatt-crête (kWc), et correspond à la puissance électrique maximale que pourrait produire le panneau.

3.5.2 Potentiel de développement sur le territoire

Le potentiel de développement a été essentiellement modélisé par l'analyse des toitures du territoire, qui constituent une cible à priori prioritaire pour l'installation de panneaux photovoltaïques. Les zones non construites de type carrière ou friche ont également été investiguées.

3.5.3 Ensoleillement et périmètre de protection des monuments historiques

L'ensoleillement sur le territoire est calculé à la maille de chaque bâtiment. A l'échelle de la France, il est sensiblement moins élevé que dans d'autres zones méridionales avec une valeur moyenne de 1 010 kWh produit par an pour chaque kWc installé, dans des conditions optimales d'orientation et d'inclinaison. En ce qui concerne la protection patrimoniale, la réglementation a évolué. Auparavant, l'avis conforme de l'ABF - Architecte des Bâtiments de France - était requis pour pouvoir installer un dispositif photovoltaïque dans les zones de protection des monuments historiques. L'installation n'est aujourd'hui plus interdite si l'ABF donne un avis négatif. Cet avis n'est pas prescriptif, et il revient au maire de le suivre ou non. Sur le Pôle Métropolitain, les zones de ce type se retrouvent essentiellement autour des églises classées au centre des villes et villages. Elles ne représentent, quoiqu'il en soit, pas une surface de toitures très importante.

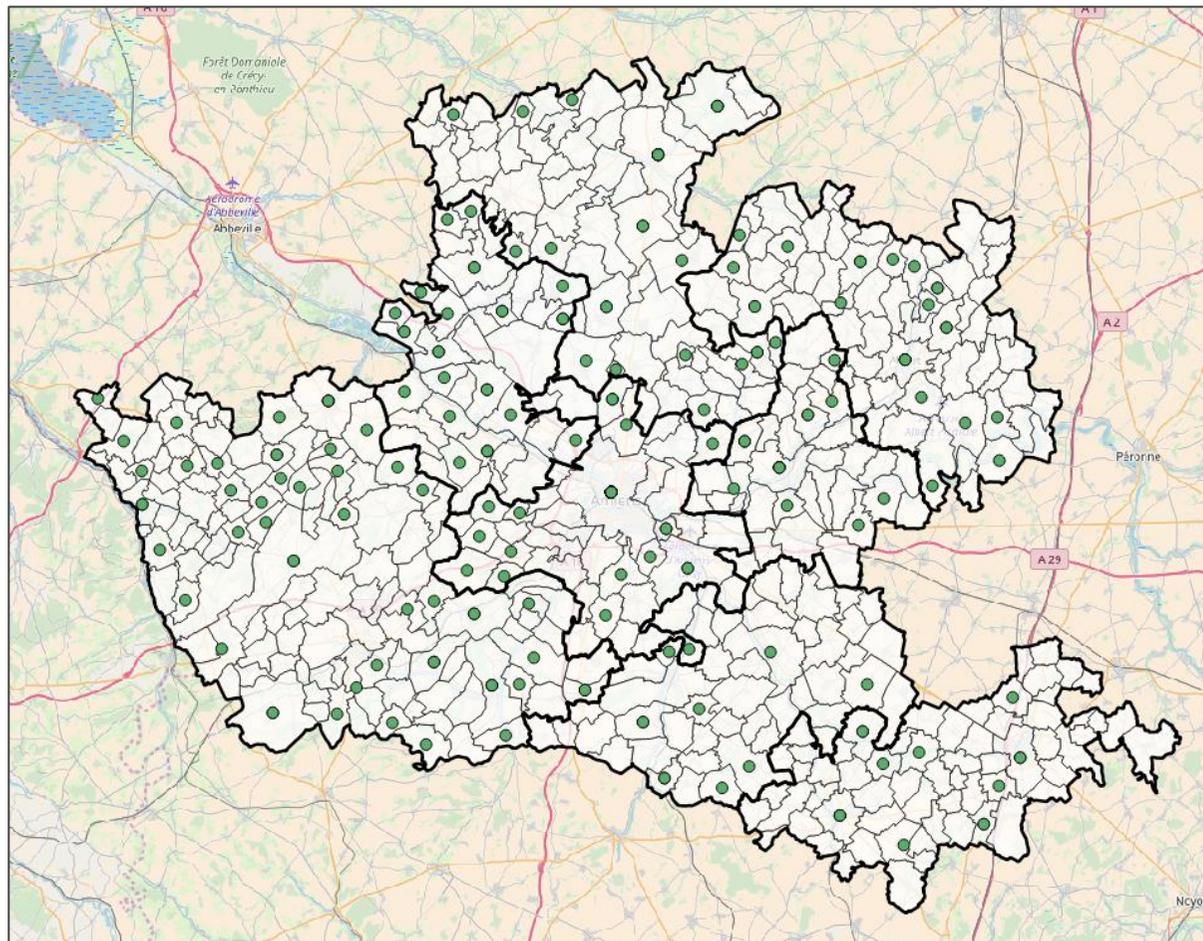


Figure 24 : Figure 29 : Périmètre de protection des monuments historiques (en vert), sur le territoire du Pôle Métropolitain.

3.5.4 Évaluation et catégorisation des toitures disponibles sur le territoire

Une fois ce premier travail effectué, l'analyse s'effectue au niveau du bâti. Pour caractériser finement chacun des bâtiments, on cherche à caractériser l'orientation du bâti, l'inclinaison du toit (incliné ou plat) et la surface disponible.

La base de données utilisée est la BD TOPO, fournie par l'IGN. Dans le cas de toits inclinés, il est nécessaire d'obtenir l'orientation du bâti. Ce travail est effectué à partir de l'orientation de l'emprise au sol du bâti.

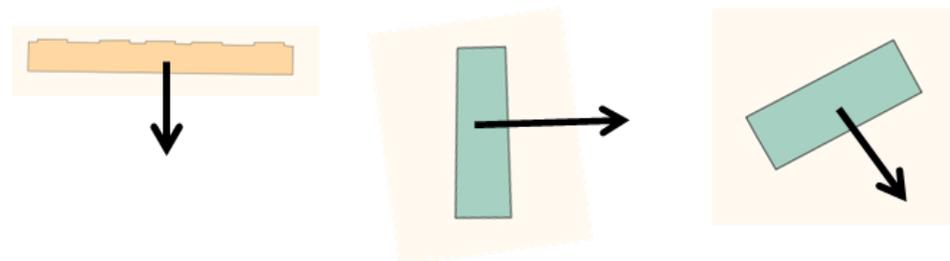


Figure 25 : Orientation possibles de bâtis (à gauche un bâti orienté sud, au centre orienté est-ouest, à droite orienté sud-est)

Ces deux informations (orientation du bâti, inclinaison du toit), permettent d'appliquer un facteur de correction sur la production des panneaux installés :

La production des panneaux photovoltaïques, sous nos latitudes, est optimale pour un panneau incliné à environ 30°, orienté vers le sud. Pour une surface équivalente, à ensoleillement équivalent, un panneau posé sur un toit horizontal produira en moyenne 7 % d'électricité en moins annuellement. Le tableau précédent fait également ressortir le manque de pertinence de panneaux photovoltaïques positionnés verticalement en termes de rendement.

FACTEURS DE CORRECTION POUR UNE INCLINAISON ET UNE ORIENTATION DONNEES					
INCLINAISON		☀ 0° —	☀ 30° /	☀ 60° /	☀ 90°
ORIENTATION		0°	30°	60°	90°
Est	▶	0,93	0,90	0,78	0,55
Sud-Est	↘	0,93	0,96	0,88	0,66
Sud	▼	0,93	1,00	0,91	0,68
Sud-Ouest	↙	0,93	0,96	0,88	0,66
Ouest	◀	0,93	0,90	0,78	0,55

: position à éviter si elle n'est pas imposée par une intégration architecturale

source Hespul

NB : ces chiffres n'incluent pas les possibles masques qui pourraient réduire la production annuelle.

Figure 26 : Facteurs de correction de l'énergie produite par un panneau solaire, en fonction de son orientation et de son inclinaison (Source : Hespul).

3.5.5 Surface de panneaux photovoltaïques disponible par toit

En raison de l'encombrement des toits (cheminées, équipements techniques, puits de lumière), seul 60 % des surfaces de toit sont supposées disponibles pour l'installation de panneaux photovoltaïques.

En outre, dans le cas de toitures inclinées, seule 50 % de la surface de toit est considérée pour ne prendre en compte que la face de la toiture la mieux orientée. On considère que 10 m² de panneaux photovoltaïques ont une puissance de 1,4 kWc.

Les surfaces disponibles pour le photovoltaïque représentent en tout plus de 15,8 millions de m². Au-delà de ce chiffre brut, la répartition des différentes opportunités est à considérer. En effet, le potentiel d'installation sur les bâtiments résidentiels et tertiaires (dits bâtiments indifférenciés dans la BD TOPO) représente la moitié de la puissance disponible (52%), 27% concernent les bâtiments du secteur industriel et 16% ceux du secteur agricole. Les surfaces des bâtiments commerciaux, essentiellement les supermarchés, sont minimales. Le potentiel sur les mairies représente 7,1 MW.

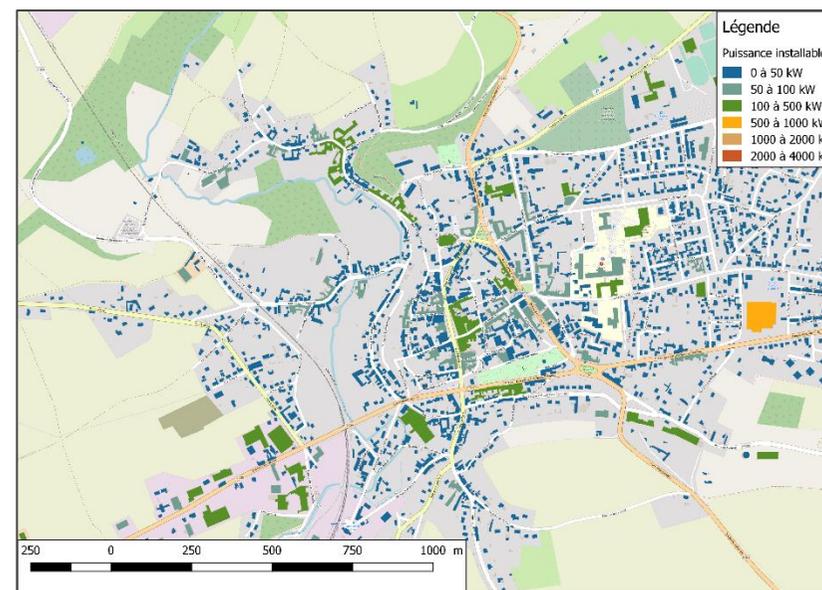


Figure 27 : Exemple du cadastre solaire sur Montdidier

Type	Puissance Totale (MW)	CA Amiens Métropole	CC Avre Luce Noye	CC du Grand Roye	CC du Pays du Coquelicot	CC du Territoire Nord Picardie	CC du Val de Somme	CC Nièvre et Somme	CC Somme Sud-Ouest
Agricole	346,9	13,3	32,6	31,6	56,5	75,1	20,5	26,8	90,5
Industriel	588,0	203,3	58,6	72,2	50,0	35,8	36,5	47,7	83,9
Commercial	53,4	34,4	0,8	4,3	4,0	3,6	1,7	2,2	2,5
Résidentiel	1 158,9	325,5	86,1	106,1	128,0	142,4	93,7	94,0	183,1

Tableau 16 : Puissance "brute" disponible par type pour le photovoltaïque.

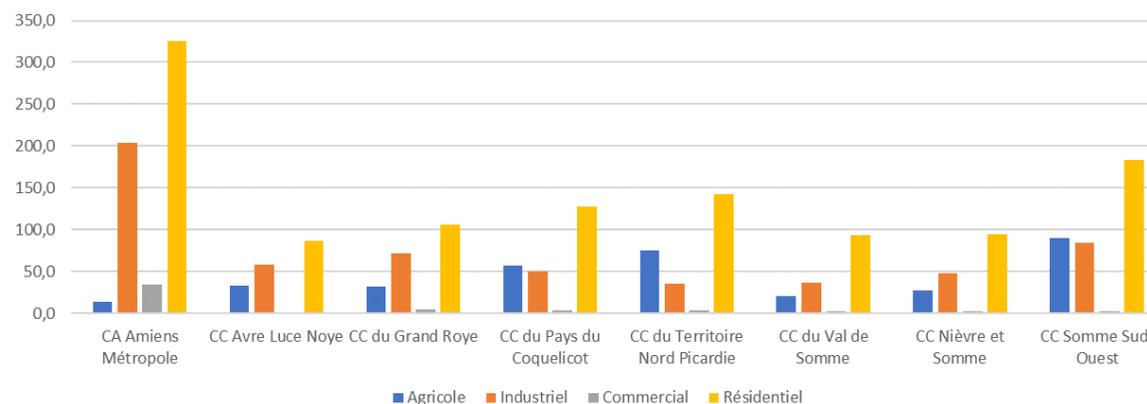


Figure 28 : Répartition de la puissance installable par communauté de communes.

Ce potentiel est réparti sur les 8 communautés de communes : le potentiel brut le plus important se situe sur la communauté d'agglomération Amiens Métropole qui regroupe une puissance potentielle de 577 MW (pour 352 km²) suivi de la communauté de communes Somme Sud-Ouest (360 MW pour 915 km²) et de la communauté de communes du Territoire Nord Picardie (257 MW pour 541 km²).

En rapport à la surface du territoire, c'est la communauté d'agglomération Amiens Métropole qui représente le plus gros potentiel avec 1,64 MW/km² contre 0,62 MW/km² pour la communauté de communes du Val de Somme et 0,55 MW/km² pour la communauté de communes du Grand Roye.

Surtout la répartition des puissances disparates est assez disparate suivant la taille des projets. En classant les bâtiments par taille de projet et par type de bâtiments, on distingue clairement plusieurs cibles :

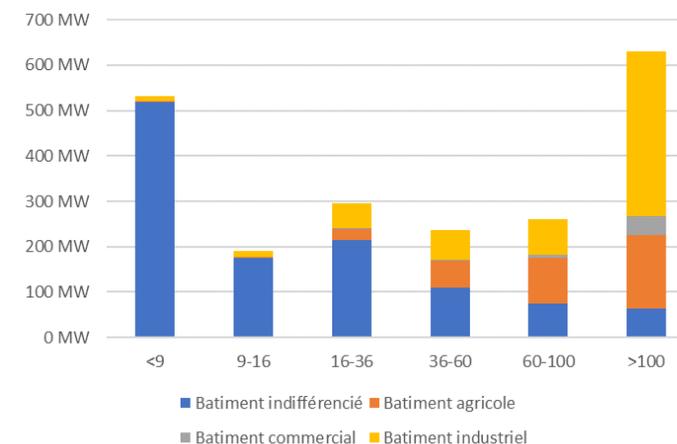


Figure 29 : Répartition de la puissance installable par type.

- Les installations de petites puissances représentent la plus grande production potentielle (1 159 MW au total). Il s'agit néanmoins d'une puissance très dispersée, qui nécessite la réalisation d'un très grand nombre de projets. Des actions territoriales peuvent être menées pour encourager les propriétaires à étudier cette solution, de type communication et accompagnement au sein d'un guichet, par exemple à l'Espace Info Energie.
- Viennent après, les installations de très grandes puissances potentielle (588 MW au total). Ces installations de très grandes puissances correspondent aux toitures de bâtiments industriels et de bâtiments agricoles. L'accompagnement par plusieurs acteurs (Pôle Métropolitain, Chambre d'agriculture, Territoire d'Énergie de la Somme, financeurs, ...) doit se concentrer sur cette cible.

3.5.6 Financement de projets et objectifs possibles pour le territoire

Actuellement, les coûts des panneaux photovoltaïques sont en forte baisse, parallèlement, les tarifs d'achat de l'électricité produite et injectée sur le réseau sont en baisse. En conséquence, la rentabilité des projets d'envergure n'est plus assurée à des latitudes septentrionales comme celles du Pôle Métropolitain. L'autoconsommation constitue aujourd'hui un modèle alternatif à considérer.

Pour calculer un potentiel réaliste et raisonnable de développement du photovoltaïque à long terme sur le territoire, nous retenons comme hypothèses la réalisation de 75 % du gisement brut sur les bâtiments industriels, agricoles, commerciaux et sportifs et de 25 % du gisement sur les bâtiments indifférenciés. Ce qui donne un objectif à long terme de **1 031 MW installés**, pour une production de **1 041 GWh par an**. En rapport avec la consommation d'électricité estimée en 2050 pour les deux scénario (2 388 GWh pour le scénario tendanciel et 1 621 GWh pour le scénario « maximum »), ce niveau de production représenterait respectivement **44%** et **64%**.

3.5.7 Sites potentiels pour des centrales photovoltaïques au sol

Une liste de 17 friches se situant sur le territoire fourni par la FDE80 a permis l'étude de ces terrains pour l'implémentation de centrale photovoltaïques au sol. Afin d'avoir un équivalent en puissance installable, nous avons pris un équivalent puissance par hectare de 0,4 MW par hectare provenant de l'étude des installations similaires en Europe.

14 friches pourraient accueillir des installations avec une puissance estimée de plus de 1 MW, 4 d'entre elles dépassent les 10 MW (sous réserve d'une étude de faisabilité technique, économique et environnementale plus poussée).

POTENTIELS ENERGETIQUES

Les potentiels seraient les suivants :

Nom	Commune	Origine	Surface (ha)	Puissance installable (MWc)
Friche SNCF	LONGUEAU	SNCF	75,73	30,29
-	AMIENS	Prospection Interne	28,20	11,28
Ancien dépôt BP décharge	BOVES	Prospection Interne	28,20	11,28
Friche SNCF	BOVES	SNCF	25,45	10,18
Friche SNCF	ALBERT	SNCF	19,84	7,93
Friche SNCF	AMIENS	SNCF	17,53	7,01
Friche SNCF	MONTDIDIER	SNCF	16,43	6,57
Décharge	ROLLOT	Prospection Interne	12,71	5,08
Agence d'exploitation et Doullens décharge	DOULLENS	Prospection Interne	7,63	3,05
Friche SNCF	MIRAUMONT	SNCF	7,26	2,91
Ancienne décharge	ALBERT	Prospection Interne	7,07	2,83
ISP Provigen	MONTDIDIER	Site pollué (BASOL)	5,93	2,37
Friche SNCF	VILLERS BRETONNEUX	SNCF	5,17	2,07
Décharge municipale	AIRAINES	Prospection Interne	3,91	1,56
Carrière	ESSERTAUX	Prospection Interne	1,67	0,67
Ateliers communaux	AIRAINES	Prospection Interne	1,37	0,55
-	MIRAUMONT	Prospection Interne	0,85	0,34

Tableau 17 : Liste des friches étudiées

Ces 17 friches représenteraient une puissance globale de **105,98 MWc** pour une production de **107,04 GWh/an**.



Figure 30 : Friche SNCF - Longueau (Bing Aerial)



Figure 31 : Friche- Amiens (Bing Aerial)



Figure 32 : Ancien dépôt - Boves (Bing Aerial)



Figure 33 : Friche SNCF - Boves (Bing Aerial)



Le potentiel d'installations se répartit entre :

- bâtiments du secteur résidentiel pour de petites installations en très grand nombre
- et de grandes toitures du secteur industriel et agricole que les instances du territoire peuvent accompagner, notamment pour des projets en autoconsommation.

De plus, un certain nombre de friches sur le territoire pourraient faire l'objet de projets de centrales photovoltaïques au sol de puissance considérable.

Un objectif à long terme du territoire serait la production de 1 041 GWh par an, qui ferait du photovoltaïque la deuxième source d'électricité renouvelable après l'éolien.

3.6 Bilan de potentiel d'électricité renouvelable

Le bilan de potentiel d'électricité renouvelable sur le territoire s'établit à environ 7 119 MWh. En rapport avec les consommations d'électricité estimées en 2050, ce potentiel permettrait au territoire de devenir très exportateur en électricité notamment grâce à l'éolien et au photovoltaïque.

	Scénario de consommation	
	Tendanciel	« Baisse maximum »
Gisement brut	7 119 GWh <u>Eolien</u> : 1 661 GWh (production actuelle) + 1 904 GWh (projets) + 1 272 GWh (repowering) <u>Hydroélectrique</u> : 6,2 GWh <u>Photovoltaïque sur toiture</u> : 2 169 GWh <u>Photovoltaïque au sol</u> : 107 GWh	
Mobilisable en 2030	4 719 GWh <u>Eolien</u> : 1 661 GWh (production actuelle) + 1 904 GWh (projets) <u>Hydroélectrique</u> : 6,2 GWh <u>Photovoltaïque sur toiture</u> : 1 041 GWh <u>Photovoltaïque au sol</u> : 107 GWh	
Equivalence en installations	Plus de 700 mats éoliens Plus de 1500 ha de panneaux photovoltaïques	
Consommations d'électricité en 2050	2 390 GWh	1 736 GWh
Part de la consommation couverte par la production locale brute	298 %	410 %

Tableau 18 : Bilan du potentiel d'électricité renouvelable

3.7 Bois-énergie



L'analyse de ce vecteur énergétique s'envisage selon plusieurs aspects complémentaires afin de garantir une utilisation adéquate et pérenne de la ressource :

- La quantité de bois disponible sur le territoire pour l'énergie. Il s'agit pour nous d'évaluer quelles sont les ressources qui peuvent être utilisées à partir du territoire dans le cadre d'une gestion durable de la forêt. Sans présager que la ressource ne s'échange pas avec les territoires voisins, cette évaluation permet de quantifier quel pourrait être l'équilibre raisonnable à atteindre entre offre et demande.
- La filière d'approvisionnement permettant de mobiliser la ressource supplémentaire dans une optique de consommation locale.

Rappel du diagnostic :

Le territoire compte plusieurs réseaux de chaleur et chaudières bois-énergie.

Par ailleurs, le territoire présente un usage exceptionnel du bois-énergie dans le secteur résidentiel, puisque les consommations de ce secteur représentent 465 GWh par an.

Rappel des objectifs de développement :

La Région Hauts-de-France a fixé comme objectif une utilisation stable et constante en ce qui concerne le bois-énergie domestique, en énergie finale, ce qui suppose néanmoins une amélioration des rendements des installations. L'utilisation collective du bois-énergie est associée à la chaleur fatale ou au combustible solide de récupération dans un objectif global de la chaleur en réseau de 2 TWh supplémentaires, ce qui représente plus du doublement de la production actuelle.

3.7.1 Ressources bois pour l'énergie

L'évaluation de la ressource bois repose essentiellement sur des données cartographiques pour évaluer les surfaces et les linéaires de haies et sur l'étude de référence *Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035* menée par l'IGN¹⁰, le FCBA¹¹ et l'ADEME et publié en 2016. Cette étude est une référence nationale, actualisation d'une précédente étude.

¹⁰ Institut géographique national

¹¹ Forêt Cellulose Bois-construction Ameublement

3.7.1.1 BOIS FORESTIER

Les surfaces de forêts sur le territoire sont de 36 858 ha selon la base de données OCS2009 (Occupation Cadastre du Sol de 2009), en très grande majorité constituées de Feuillus. 904 ha (soit 2,5%) sont publiques. L'étude de référence imagine deux scénarios pour la mobilisation du bois en forêt, chacun d'eux traduisant l'effort réalisé pour produire plus ou moins de bois. Il s'agit des scénarios « Tendanciel » et « Dynamique Progressif ». Pour ces deux scénarios, les facteurs de production sont relativement similaires en Hauts-de-France, avec des productions moyennes de 16,1 et 17,4 MWh/ha/an, traduisant la difficulté à mettre en œuvre la démarche dynamique sur une propriété forestière fortement morcelée.

La production maximale de bois pour l'énergie est donc sur le territoire comprise entre 290 et 310 GWh par an.

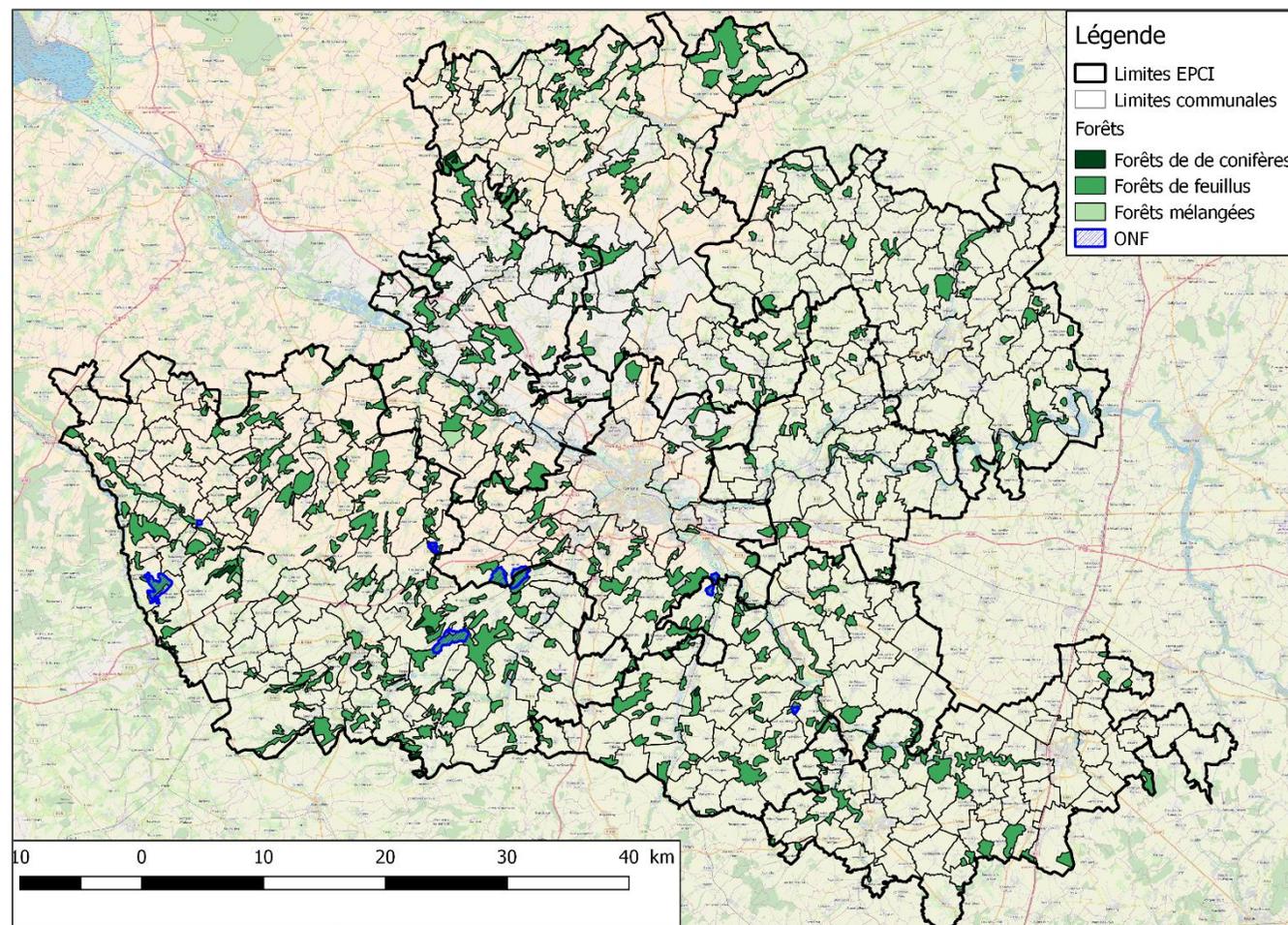


Figure 34 : Surfaces forestières sur le territoire du Pôle Métropolitain (Source : OCS2009)

3.7.1.2 BOIS DECHET

Pour évaluer le gisement de bois déchet disponible sur le territoire, nous nous basons sur des chiffres fournis par les syndicats de collecte des déchets. Les seules données accessibles étaient celles associées à la communauté de communes Nièvre et Somme et la communauté de communes Somme Sud-Ouest : 886 tonnes de déchets verts ont été collectées sur le territoire.

Ces matières sont plus énergétiques car moins humides, avec un contenu énergétique de 3650 kWh par tonne ce qui représente **3 234 MWh**.

3.7.2 Comparaison ressources et consommation actuelle

Il convient à ce stade de rappeler quelle est la consommation actuelle du territoire en bois énergie, une consommation portée essentiellement d'une part par l'usage traditionnel du bois-bûche dans le logement et d'autre part les chaudières bois-énergie.

Ressources :	Consommations actuelles (rappel) :
<ul style="list-style-type: none">Bois forestiers :	<ul style="list-style-type: none">Bois-bûches en maison individuelle
⇒ 310 GWh/an	⇒ 497 GWh/an
<ul style="list-style-type: none">Bois « jardin » :	<ul style="list-style-type: none">Chaudières bois-énergie :
⇒ Difficile à évaluer	⇒ 15,5 GWh/an
<ul style="list-style-type: none">Bois déchets :	<ul style="list-style-type: none">Réseaux de chaleur :
⇒ 3 GWh/an	⇒ 43,5 GWh/an
<ul style="list-style-type: none">TOTAL :	<ul style="list-style-type: none">TOTAL :
⇒ ~ 313 GWh/an	⇒ ~ 556 GWh/an

Figure 35 : Chiffres-clés du bois-énergie sur le territoire.

On voit donc ici que la consommation excède largement la production du territoire. Ceci est principalement dû à la consommation des chaudières bois-énergie industrielles qui représentent plus des trois quarts de la consommation totale.

Cependant, si on ne considère que la consommation bois-énergie individuelle, la consommation reste supérieure aux ressources du territoire. Il est probable que cet écart est ici surévalué, puisque certaines productions ne peuvent être prises en compte puisqu'il n'existe pas de moyen de les évaluer. C'est notamment le cas du bois de jardin ou le cas de certains bois de récupération. Néanmoins, le territoire est a priori importateur.

Cela ne signifie pas forcément qu'il n'existe pas de potentiel de développement sur le territoire. D'une part, il existe en réalité deux échelles d'approvisionnement : locale et régionale. Les petites installations collectives comme les ménages consomment aujourd'hui une ressource locale alors que les installations plus importantes consomment une ressource plus lointaine. Cela se retrouve dans l'exemple

départemental de la chaufferie du réseau de chaleur d'Abbeville : avant 2014, le bois provenait de la forêt de Crécy-en-Ponthieu. Il s'agit désormais de bois déchiqueté provenant de plateformes de bois-énergie, avec une distance moyenne d'approvisionnement de 90 km en 2016. D'autre part, un gain important peut être espéré par l'amélioration des rendements des installations bois-énergie domestique ainsi que par la baisse des consommations d'énergie pour le chauffage dans le cadre de maisons mieux isolées, ressource qui peut être réutilisée pour de nouveaux projets sans pour autant augmenter les consommations en bois du territoire. En supposant une baisse des consommations de chauffage de -2,5 % par an, un gain d'environ 12 000 MWh peut être espéré. Ce gain de 12 000 MWh correspond environ à 4 500 logements neufs chauffés au bois énergie avec une installation performante.

Cela signifie donc que le développement du bois-énergie sur le territoire ne doit pas être proscrit mais doit se concentrer sur ce qui est le plus bénéfique d'un point de vue environnemental : l'alimentation d'une consommation locale dans de petites unités dans le cadre d'une filière locale d'approvisionnement. L'objectif raisonnable du territoire devrait être de maximiser la valorisation de la ressource locale au sein d'une filière locale.

3.7.3 Recommandations

Sur la base du constat détaillé ci-dessus, nous proposons plusieurs recommandations pour améliorer l'usage du bois-énergie sur le territoire.

3.7.3.1 CIBLES POUR L'IMPLANTATION DE PETITES CHAUDIERES BOIS

La priorité doit être donnée à l'implantation de petites chaudières bois-énergie, qui sont les plus susceptibles de favoriser le dynamisme d'une chaîne d'approvisionnement locale. Les cibles prioritaires sont :

- Le milieu agricole : l'élevage peut présenter des besoins de chaleur importants ainsi que les process de séchage.
- Le tertiaire public : il existe un enjeu d'exemplarité sur ce secteur et une possibilité d'action plus directe. La création de chaufferies mutualisées en contexte rural est maîtrisée avec des AMO susceptibles d'accompagner l'émergence de ces petits réseaux de chaleur.
- L'industrie agro-alimentaire : les besoins thermiques de ce type d'industrie sont plutôt bien couverts par ce type de chaleur (contrairement à l'industrie lourde).

À titre d'exemple, sur un territoire tout proche du Pôle Métropolitain, les communautés de communes du Montreuillois, des 7 vallées et du Ternois ont bénéficié d'une dynamique intéressante portée par la maison du bois et l'association Energ'Ethic. Sur ces territoires, les grandes industries agroalimentaires ont migré vers le bois-énergie avec un approvisionnement inter-régional et une quarantaine de petites installations bois-énergie ont été mise en place. Environ les deux tiers de ces installations ont été construites dans le secteur agricole et un quart équipent de petits réseaux de chaleur ruraux. A la suite de cette mutation, une plateforme d'approvisionnement citoyenne a été mise en place avec des rayons d'approvisionnement courts. Sur la base de cette situation voisine, il convient ainsi de souligner que c'est essentiellement la structuration de l'aval qui doit être menée en priorité. Une fois qu'il existe suffisamment de contrats d'approvisionnement il est envisageable de créer une nouvelle structure pour un approvisionnement local et vertueux.

3.7.3.2 ACTION AUPRES DES PARTICULIERS : AMELIORATION DES INSTALLATIONS DE CHAUFFAGE

Il n'existe pas d'étude ou de sondage spécifique sur le territoire du Pôle Métropolitain concernant l'utilisation qui est faite de la ressource bois-énergie au sein des installations individuelles. Néanmoins il est peu probable que l'on ne retrouve pas les tendances générales que l'on observe au niveau régional et national sur cette utilisation. Le constat partagé sur ce sujet est que les installations dans le secteur résidentiel telles que les poêles, inserts et cheminées sont souvent d'un rendement assez faible.

Le rendement d'une cheminée à foyer ouvert n'est ainsi que de 10 à 20 % alors qu'une installation à foyer fermé peut atteindre des rendements de l'ordre de 80 %. Grâce au passage d'un foyer ouvert à un foyer fermé à haut rendement, il est donc théoriquement possible d'utiliser 1 bûche là où on en utilisait 4 pour produire la même quantité de chaleur et donc de réutiliser les 3 bûches gagnées pour alimenter les nouveaux équipements dans de nouveaux logements. Les données nationales dont nous disposons résultent d'une grande enquête réalisée par l'institut BVA qui évalue le rendement moyen des installations à environ 50 %.

C'est notamment une orientation nationale retenue dans le Grenelle de l'environnement qui entend conserver le volume actuel de bois consommé sous forme de bois-bûches tout en augmentant les rendements et en équipant de nouveaux foyers.

Il pourrait donc être intéressant de s'inspirer des enseignements tirés de l'enquête menée sur un territoire proche du Pôle Métropolitain. L'agence d'urbanisme de l'Audomarois a en effet mené une enquête sur le territoire conjoint de la CAPSO (Communauté d'Agglomération du Pays de Saint-Omer) et la CCPL (Communauté de Communes du Pays de Lumbres). Cette enquête a pris la forme d'un sondage téléphonique réalisé par l'entreprise Efficience.

Les préconisations issues de cette enquête indiquent notamment que des actions pourraient être entreprises en priorité en direction des propriétaires équipés en foyer ouvert et en équipement de plus de 15 ans, dont beaucoup ont conscience de la nécessité de changer leur installation. La communication pourrait être axée autour de la promotion des équipements labellisés « Flamme verte » à haut rendement énergétique. Ce type d'action contribue également à l'amélioration de la qualité de l'air.



3.7.3.3 ÉLÉMENTS SUR LA STRUCTURATION D'UNE FILIÈRE LOCALE

L'approvisionnement en bois-énergie sous la forme de bois-bûche s'effectue en grande partie au travers d'une activité non marchande ou du moins d'une activité hors circuit marchand habituel. De nombreux propriétaires s'approvisionnent notamment avec le bois qu'ils exploitent par leurs propres moyens. Cet aspect de la filière d'approvisionnement n'est donc pas analysé en détail.

À un échelon plus élevé, le territoire compte 4 plateformes dédiées au bois-énergie :

- GICA Biomasse SAS à Méricourt-en-Vimeu
- Sofamat à Bertangles
- La Rainnevillose à Rainneville
- La Plateforme de Boves

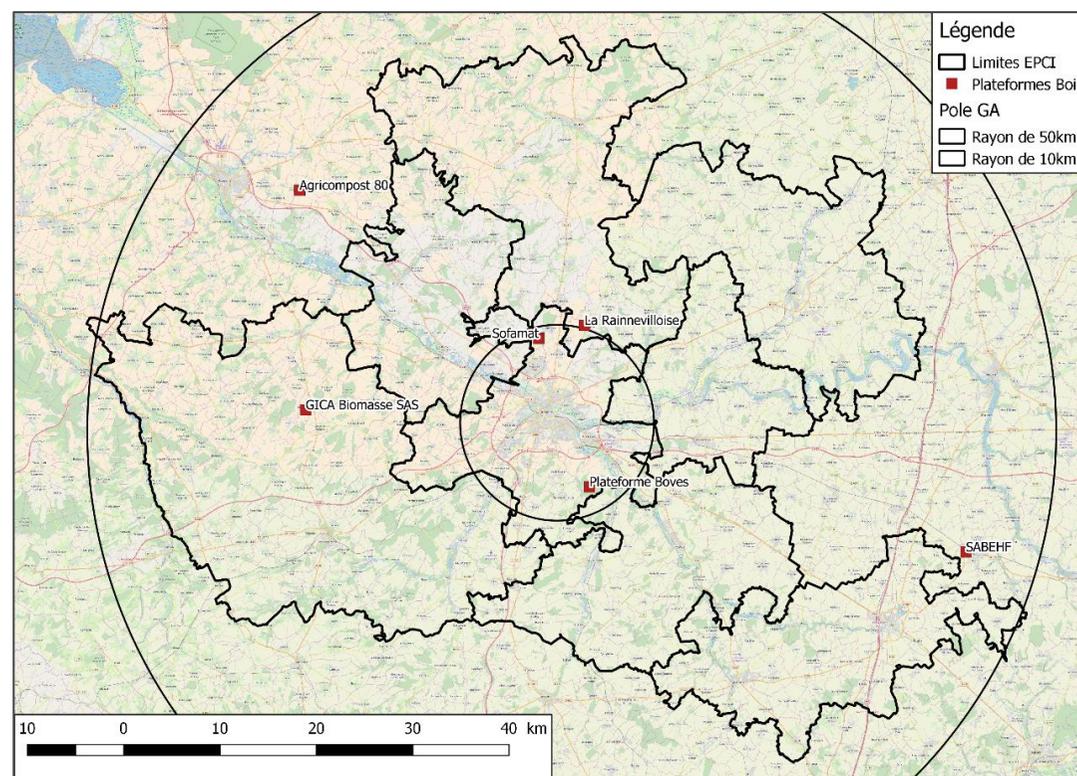


Figure 36 : Carte des plateformes de bois déchiqueté autour du Pôle Métropolitain (Source : Nord Picardie Bois et ADEME)



Étant donné les ressources forestières, bocagères ou de récupération, limitées sur le territoire, les options à privilégier sont dirigées vers une utilisation locale de la ressource dans de petites unités avec :

- Le développement et l'optimisation de l'utilisation du bois-bûche dans le secteur résidentiel individuel en encourageant de nouveaux équipements plus performants.
- Le développement de petits projets, avec notamment pour cible les secteurs dépendant de l'action publique (enseignement, santé, ...).
- Le développement d'un approvisionnement de proximité par la suite.

3.8 Solaire thermique



Les installations solaires thermiques ont pour but de produire l'**eau chaude sanitaire**, essentiellement pour couvrir les besoins du résidentiel et du tertiaire. Dans tous les cas, le chauffe eau solaire est utilisé en bi-énergie, afin de permettre la production d'eau chaude quand les ressources solaires ne sont pas suffisantes.

Les principales typologies de projets sont :

- Les **CESI (chauffe-eau solaire individuel)** pour répondre au besoin d'un logement individuel, de préférence implantés sur le logement résidentiel.
- Les **CESC (chauffe-eau solaire collectif)** pour les logements collectifs, donc certains peuvent être financés dans le cadre du fonds chaleur de l'ADEME.

Rappel du diagnostic :

Aucune installation solaire thermique n'a été recensée sur le territoire.

Rappel des objectifs de développement :

La Région Hauts-de-France a fixé comme objectif une production de 1 015 GWh/an d'eau chaude sanitaire à partir de l'énergie solaire en 2030. Si cet objectif est inférieur à l'objectif d'autres filières, il est très ambitieux puisque le point de départ est aujourd'hui quasiment nul.

3.8.1 Dispositif technique

Deux principales technologies sont développées :

- Les capteurs plans vitrés, dans lequel le liquide calorifique (généralement de l'eau) circule et est réchauffé par les rayons solaires. Ce type de capteur utilise également l'effet de serre créé par la vitre pour améliorer le rendement.
- Les capteurs tubulaires, technologie plus élaborée utilisant des tubes sous vide pour récupérer la chaleur provenant du soleil. Cette technologie est plus coûteuse mais présente des rendements plus élevés.



Figure 37 : Capteur plan vitré

Le second paramètre est la disposition du chauffe-eau par rapport au système solaire thermique. Le chauffe-eau peut être monté directement au-dessus des panneaux solaires thermiques, ou bien être situé dans le bâtiment pour des raisons architecturales.



Figure 38 : Capteur tubulaire

3.8.2 Les installations en Hauts-de-France

Il semble superflu pour ce type d'installation de décrire par le menu l'ensemble des possibilités d'installation sur le territoire et donc un « gisement » d'énergie renouvelable sur celui-ci. La production d'eau chaude sanitaire peut intervenir sur de nombreuses cibles à l'aide d'un dispositif en biénergie, CESI pour les maisons individuelles, et CESC pour les immeubles collectifs ou besoins tertiaires importants.

Sur les Hauts-de-France, les principales installations qui se sont mises en place concernent les secteurs suivants :

- EHPAD et centre d'accueil : Résidence de Beaupré, La Gorgue ; Maison d'accueil spécialisée de Thumeries ; foyer de personnes âgées Voltaire Leclercq à Loos en Gohelle.
- Hôpitaux : Hazebrouck ; Cambrai.
- Centre nautique : piscine d'Estaires.
- Equipements sportifs : salle de sports Cartigny à Ronchin.
- Immeubles collectifs : résidence verte du golf d'Arras ; 8 logements sociaux à Beuvrequen

Ce sont donc ces cibles qui sont le plus susceptibles d'être équipées. Sur le territoire on peut notamment citer :

- Le CHU d'Amiens, le centre hospitalier de Doullens, le centre hospitalier d'Albert, le centre Hospitalier Intercommunal Montdidier-Roye, ... (9 hôpitaux au total sur le territoire)
- Les 32 EHPAD du territoire ;
- La piscine Georges Vallerey, le Coliseum et le Nautilus à Amiens, le centre Nautique Marc Revaux à Doullens, ALMEO à Moreuil, ... (9 centres aquatiques au total sur le territoire)
- Des installations sportives.
- Les nouveaux logements sociaux qui pourraient être construits.

Il convient de rappeler aussi que les retours d'expérience sur ce type d'installation sont assez partagés, avec plusieurs installations qui n'ont pas donné satisfaction. La filière technique autour de ce type de dispositif est beaucoup moins mature dans le nord de la France que sur des territoires plus méridionaux. Si cela n'est pas le cas pour la Région Hauts-de-France, l'agence régionale de la Région voisine de Normandie est ainsi très réservée sur le financement de tels projets par le Fonds Chaleur.

L'accompagnement par des AMO qualifiées est donc indispensable pour mettre en œuvre des projets de qualité susceptibles de (re)lancer la filière locale. Le CD2E par exemple est un organisme indiqué.

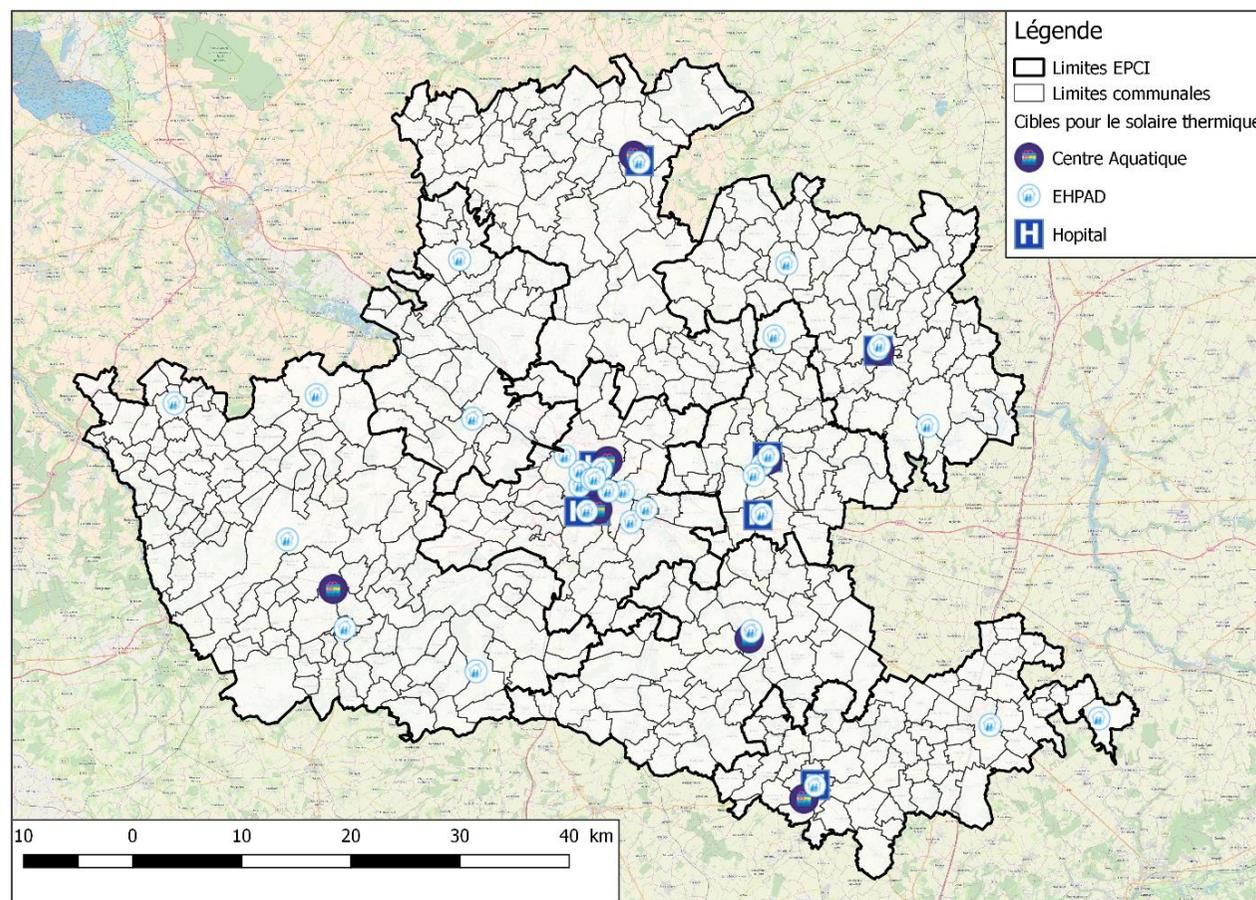


Figure 39 : Cartographie des cibles possibles pour des projets de solaire thermique



Dans un premier temps, la filière du solaire thermique a indéniablement besoin de projets exemplaires et de qualité pour se relancer. Créer une ou plusieurs installations collectives de production d'eau chaude sanitaire avec l'aide des AMO compétentes permettra de renforcer cette filière émergente.

3.9 Récupération de chaleur fatale

Lors du fonctionnement d'un procédé de production ou de transformation, l'énergie thermique produite grâce à l'énergie apportée n'est pas utilisée en totalité. Une partie de la chaleur est inévitablement rejetée. C'est en raison de ce caractère inéluctable qu'on parle de « chaleur fatale », couramment appelée aussi « chaleur perdue ». Cependant, cette appellation est en partie erronée car la chaleur fatale peut être récupérée. C'est seulement si elle n'est pas récupérée qu'elle est perdue.

La chaleur se constitue sous forme de rejets gazeux, liquides ou diffus, les rejets liquides étant les plus faciles à capturer suivi des rejets gazeux. Les rejets peuvent être valorisés de deux façons :

- En interne, pour répondre à des besoins propres de chaleur ;
- En externe, par le biais d'un réseau de chaleur.

Le niveau de température du procédé de production est une caractéristique déterminante de sa stratégie de valorisation puisqu'il conditionne la forme des rejets.

Dans le but de la plus grande valorisation possible, la cible doit être les rejets à plus haute température, associés aux industries métallurgiques, du verre et du ciment.

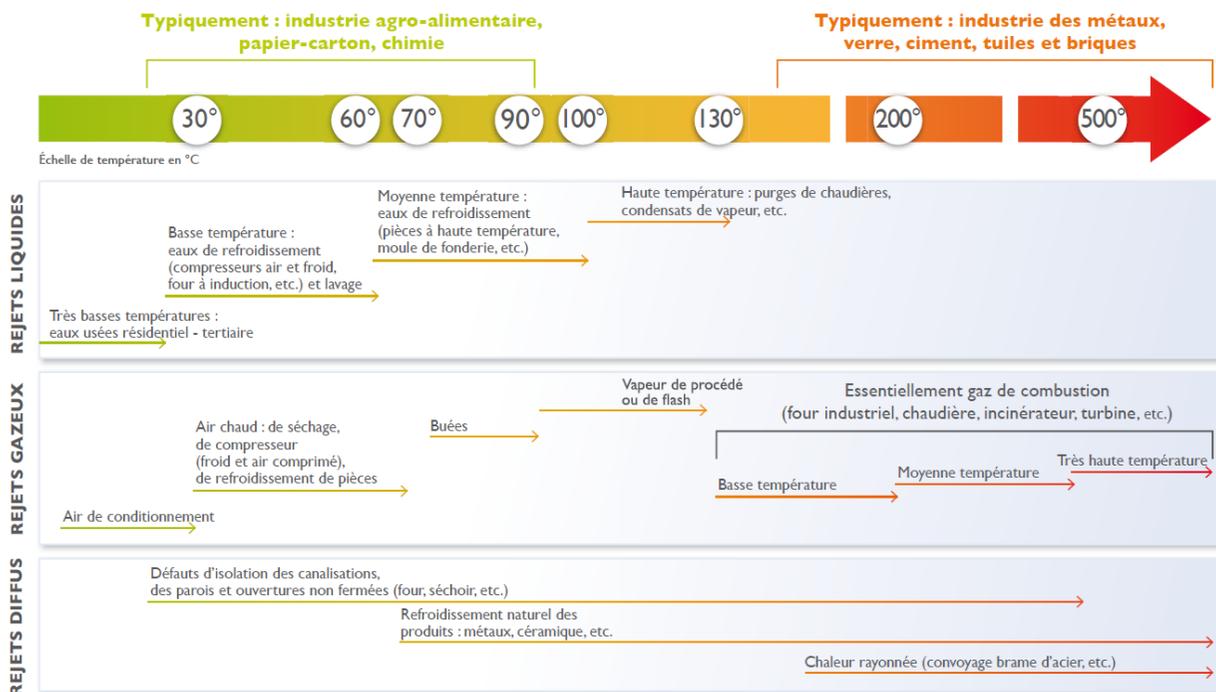


Figure 40 : Types de rejets en fonction de la température de chaleur (ADEME, 2017)

Grâce à la base de données ICPE¹², IREP¹³ et à l'enquête EACEI¹⁴ de l'INSEE, une estimation de la chaleur fatale industrielle a pu être faite conformément à l'étude « La chaleur fatale industrielle » réalisée par l'ADEME en 2015. Les filtres d'étude pour la récupération de chaleur fatale industrielle sont les suivants :

- Type de rejets : fumées et buées ;
- Température de rejets supérieures à 150 °C ;
- Système d'organisation en « 3 x 8 » ;
- Fonctionnement durant toute l'année.

Le gisement brut de chaleur fatale dans l'industrie sur le territoire est estimé à 200 GWh par an, gisement reparti dans 62 établissements sur le territoire.

Les 24 établissements présentant le plus gros potentiel ont été classés en 3 catégories :

- Bon potentiel (supérieur à 1 GWh/an et inférieur à 5 GWh/an)
- Fort potentiel (5 à 20 GWh)
- Très fort potentiel (plus de 20 GWh/an).

Le potentiel de chaleur récupérable calculé est néanmoins à prendre avec précaution. Il est possible que la chaleur fatale soit sous-estimée ou surestimée en fonction du degré d'avancement technologique des équipements de chaque entreprise et des techniques de récupération de chaleur déjà en place au sein des établissements.

Sur le territoire du Pôle Métropolitain, les industries intéressantes pour la récupération de chaleur sont représentées sur la figure ci-dessous :

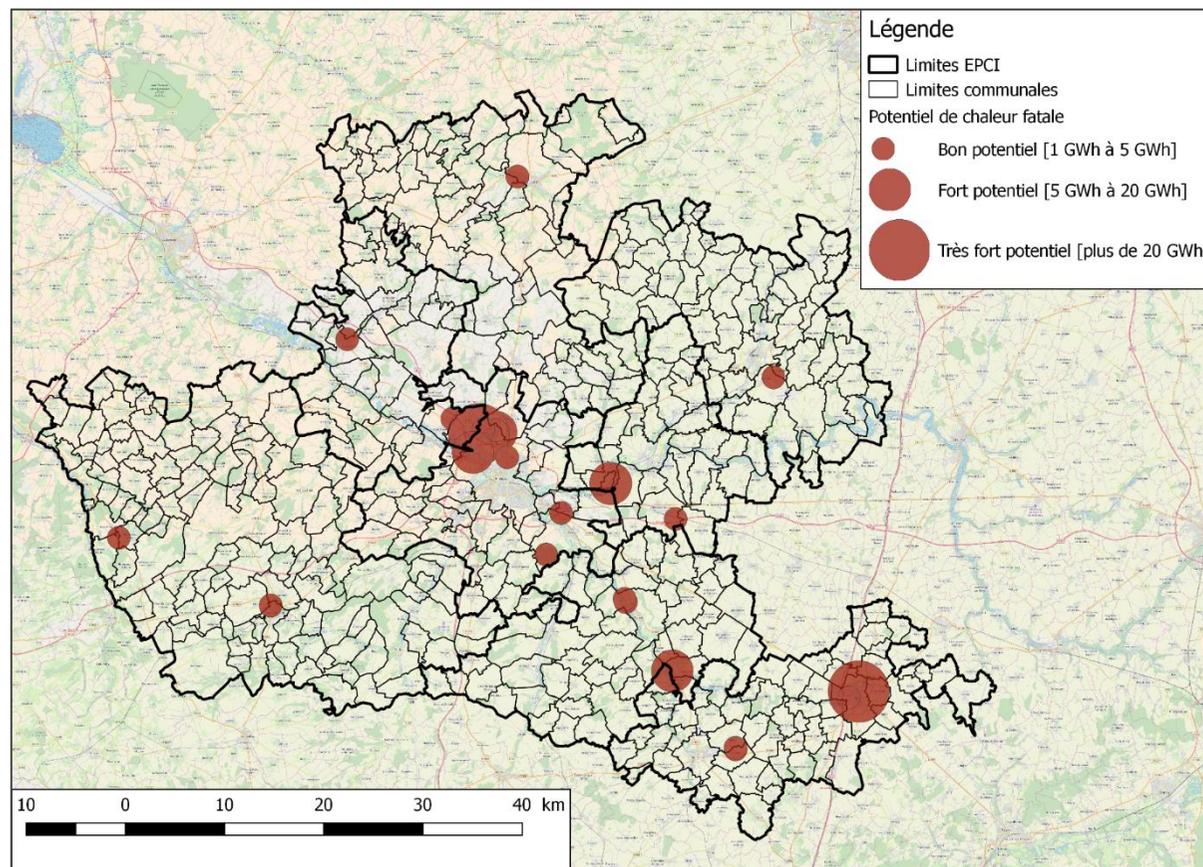


Figure 41 : Industries émettrices de chaleur récupérable sur le territoire

¹² Installations Classées pour la Protection de l'Environnement

¹³ Registre français des Emissions Polluantes

¹⁴ Enquête Annuelle sur les Consommations d'Énergie dans l'Industrie

Les établissements prometteurs en termes de chaleur fatale sont présentés succinctement dans le tableau ci-après. Les informations sont extraites des déclarations liées à la base ICPE :

Nom établissement	Commune	Type d'Activité	Potentiel
SAINT LOUIS SUCRE SNC	ROYE	Fabrication de sucre	Très fort potentiel
AJINOMOTO ANIMAL NUTRITION EUROPE	AMIENS	Fabrication de produits pharmaceutiques de base	
ROQUETTE FRERES	VEQUEMONT	Fabrication de produits amylacés	Fort potentiel
SOCOPIC-Sté Cogénér.Picardie (ex.Dalkia)	AMIENS	Production et distribution de vapeur et d'air conditionné	
DS SMITH PACKAGING EX OTOR PICARDIE	Trois-Rivieres	Fabrication de carton ondulé	
ETOUVIE ENERGIES ET ENVIRONNEMENT	AMIENS	Production et distribution de vapeur et d'air conditionné	
GOODYEAR DUNLOP TIRES Amiens SUD	AMIENS	Fabrication et rechapage de pneumatiques	

Tableau 19 : Description des établissements concernés par des potentiels de valorisation de chaleur fatale

Deux types de situation peuvent apparaître :

- ❖ Un site pour lequel il n'existe aucune autre entreprise de taille à proximité permettant de valoriser la chaleur. La valorisation de la chaleur pourrait être accompagnée d'une densification de la zone industrielle par des entreprises utilisant de la chaleur.
- ❖ Une zone où plusieurs entreprises à potentiel se retrouvent dans un cercle de 1 km de rayon. Ceci permettrait la valorisation directe de la chaleur sur la zone.



Certaines entreprises du territoire pourraient faire l'objet d'utilisation de la chaleur fatale.

Le développement de l'utilisation de cette énergie pourrait se faire par le biais d'un développement de réseau au niveau de zones industrielles permettant aux entreprises aux alentours d'utiliser de la chaleur. Ceci permettrait aussi de limiter la longueur de réseau à installer étant donné que les zones industrielles se trouvent en périphérie des centres urbains, où la consommation linéique est importante.

3.10 Géothermie



La géothermie, comme son nom l'indique, consiste à puiser dans le sol l'énergie. Il existe plusieurs types de géothermie, caractérisés notamment par la classe de température et l'abondance de l'énergie disponible :

- En régions volcaniques, la géothermie haute énergie permet de créer de l'électricité et de la chaleur.
- La géothermie collective basse énergie se déploie essentiellement dans un ensemble urbain ou dans un réseau de chaleur. En France, elle est essentiellement exploitée à travers les installations en profondeur sur la nappe du Dogger dans le bassin parisien.
- La géothermie très basse énergie, dite aussi géothermie de surface, permet de capter l'énergie issue de ressources géothermiques situées à une profondeur inférieure à 100 m. La chaleur est contenue principalement dans les nappes d'eau accompagnant les cours d'eau.

C'est sur cette ressource que se sont concentrées nos analyses. Les calories souterraines sont récupérées grâce à un système de pompe à chaleur, souvent réversibles et pouvant être utilisées pour subvenir à des besoins de froid. Deux systèmes permettent la récupération de cette énergie, suivant les circonstances locales du sous-sol :

- Géothermie sur nappe opérant par prélèvement (et réinjection) d'une eau de surface dans une nappe alluviale ou une nappe phréatique.
- Géothermie sur sonde, ou géothermie sèche, opérant par circulation en circuit fermé d'un fluide caloporteur dans un échangeur thermique vertical ou horizontal.

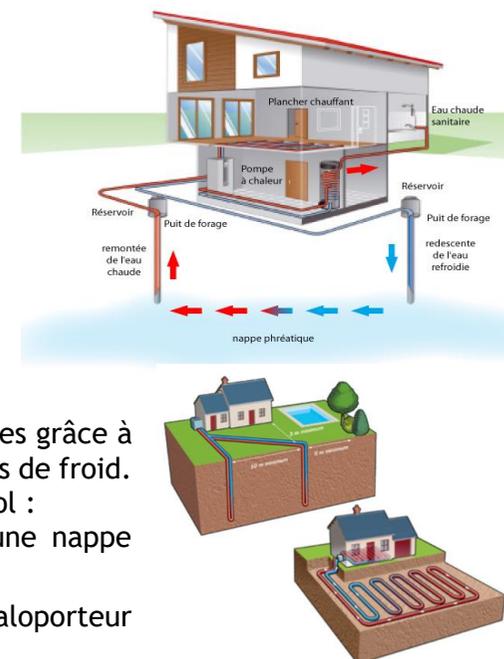


Figure 42 : Schéma de principe des différents types de géothermie de surface : géothermie sur aquifère ou géothermie sèche verticale ou horizontale.

Rappel du diagnostic :

Plusieurs installations géothermiques sont en fonctionnement sur le territoire dont 34 installations collectives pour environ 2 964 MWh/an de production.

Rappel des objectifs de développement :

La Région Hauts-de-France a fixé comme objectif une production de 3 029 Wh/an d'énergie à partir de la géothermie. Cet objectif est particulièrement important étant donné la production actuelle plutôt anecdotique. Il suppose le développement fort autant pour la géothermie basse énergie (réseaux de chaleur) que pour la géothermie très basse énergie.

3.10.1 Les ressources géothermiques sur le territoire

Nous disposons de plusieurs outils sur le territoire pour cerner les zones où le potentiel géothermique est intéressant. En premier lieu, dans le cadre de la constitution de la plateforme de conseil sur la géothermie www.geothermie-perspectives.fr, le BRGM et l'ADEME ont cartographié pour la Région Picardie le potentiel du meilleur aquifère. Cette cartographie est relativement succincte avec une donnée fournie pour des « pixels » de grandes tailles où le potentiel est décrit de faible à fort. De plus, certaines zones sont indiquées comme non connues alors qu'il s'agit de zones en bordure de cours d'eau pour lesquelles la nappe alluviale est a priori présente. Les couches sédimentaires en bordure du lit des cours d'eau sont en effet généralement des zones porteuses.

Cette couche cartographique est représentée avec les forages géothermiques qui ont été réalisés sans qu'il soit possible de savoir si ces forages sont exploités. La situation de ces forages montre que les possibilités de déploiement sur le territoire sont a priori importantes.

Cette donnée cartographique est complétée par les analyses menées par BRGM dans le cadre de son rapport « Etude du potentiel de développement de la géothermie en Région Picardie » datant de Mai 2013. Celui-ci détaille le potentiel des aquifères superficiels ainsi que le potentiel sur sonde du territoire.

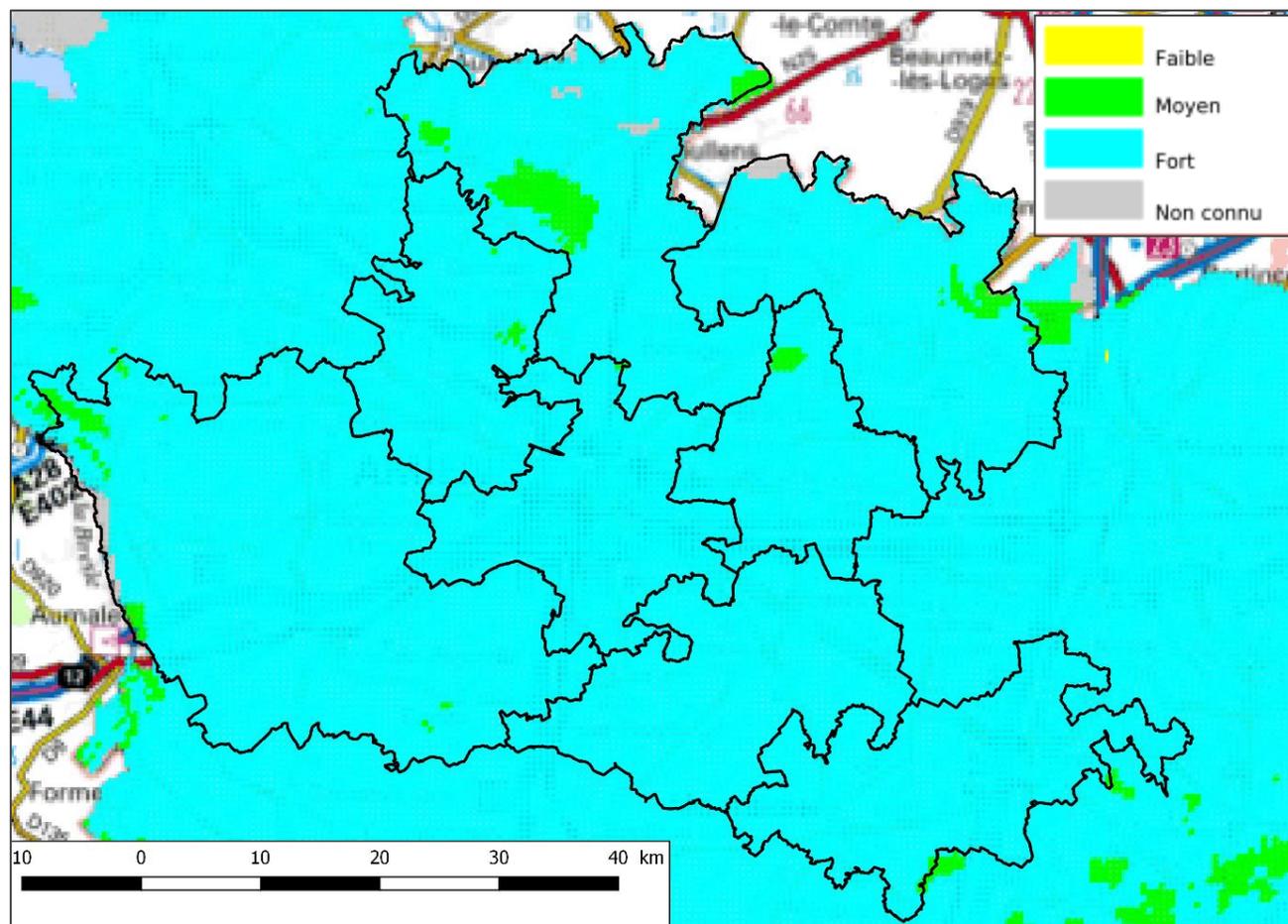


Figure 43 : Carte du potentiel du meilleur aquifère (Source : géothermie-perspectives)

3.10.1.1 POTENTIEL DES AQUIFERES SUPERFICIELS

L'étude cherche ici à comparer les ressources géothermales avec les besoins thermiques de surface. L'échelle d'étude considérée est une maille carrée de 250 m de côté et les besoins thermiques ont été déterminés à partir de la base BD TOPO pour la surface de bâtiments et du modèle ENERTER pour les consommations thermiques des bâtiments de l'ex-Région Picardie.

Après détermination de la puissance géothermique disponible par maille et la puissance nécessaire en surface pour couvrir les besoins thermiques, il est défini le taux d'adéquation comme le rapport de la puissance disponible et la puissance nécessaire. Ce taux d'adéquation est ensuite lié à un taux de couverture géothermique, représentant la couverture des besoins thermiques par la production géothermique. C'est ce taux de couverture qui permet de générer la carte du ratio énergie géothermique disponible sur le besoin thermique estimé, représentée ci-après par commune.

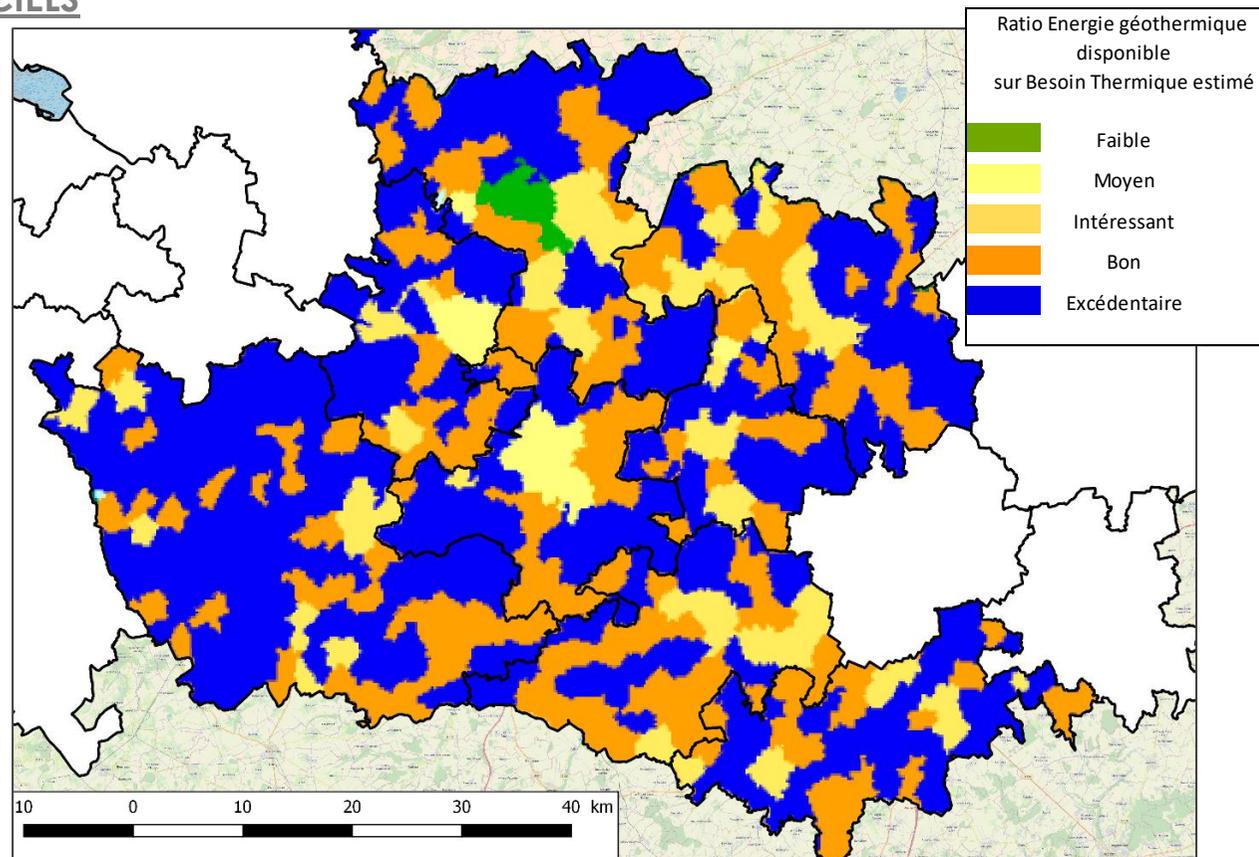


Figure 44 : Potentiel géothermique des aquifères superficiels par commune (BRGM, 2013)

On constate donc que la production géothermique des aquifères superficiels serait plus grande que les besoins thermiques pour un grand nombre de communes. Cependant, comme l'indique le rapport, ces communes « se révèlent être de petite taille (généralement moins de 500 habitants pour les communes avec un potentiel excédentaire). Pour ce type de communes la solution géothermique sur doublet superficiel serait efficace sous condition de la viabilité économique, à étudier au cas par cas pour chaque opération ». En effet, pour certains villages, avec un bâti isolé et dispersé, l'utilisation de la géothermie pourrait être plus intéressante d'un point de vue économique en ayant recours à des systèmes à boucles fermées. »

Les communes concernées sur le territoire du Pôle Métropolitain sont listées en annexe du rapport de l'EPE.

3.10.1.2 POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT DES SONDES GEOTHERMIQUES VERTICALES

Les sondes géothermiques peuvent être pertinentes dans le cas d'un sous-sol « sec » ou avec une ressource faible. L'étude consiste donc ici à déterminer le nombre de sondes de puissance 5 kW nécessaires pour alimenter les mailles sans ressource aquifère ou avec un besoin thermique assez faible pour envisager une opération avec doublet sur aquifère superficiel.

Dans le cas où le besoin est faible, concernant la viabilité économique, le recours à des sondes ou à des champs de sonde doit être limité à 10 sondes géothermiques. En effet, un champ de 10 sondes correspond à l'équivalent d'un doublet en termes d'investissement.

La carte suivante présente le nombre nécessaire de Sondes Verticales Géothermiques nécessaires pour couvrir la totalité du besoin thermique.

Ainsi, les communes avec un potentiel intéressant sont celles pour lesquelles le nombre de sondes est le plus faible.

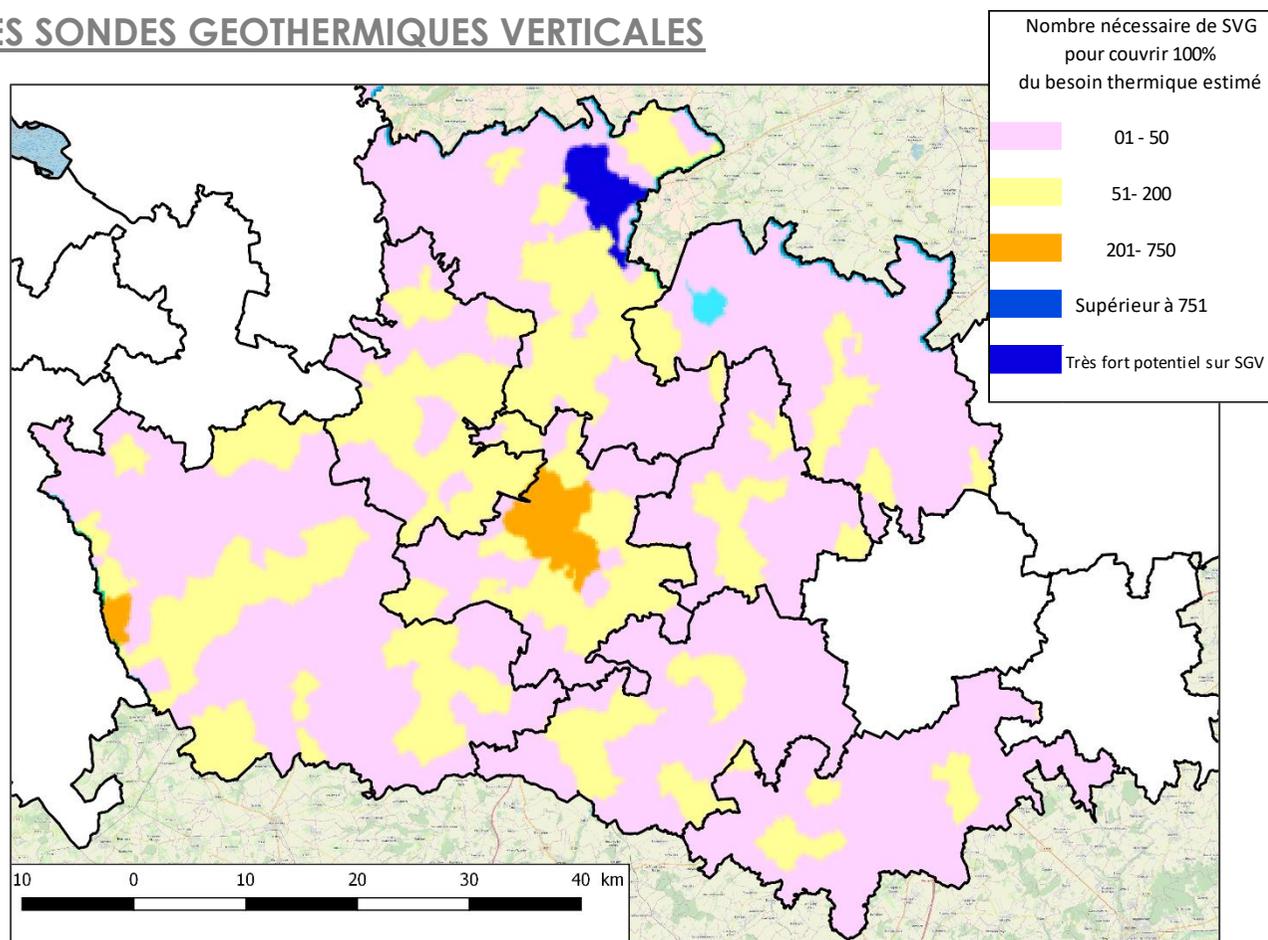


Figure 45 : Potentiel géothermique des SVG par commune (BRGM, 2013)

3.10.1.3 POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT SUR LES AQUIFERES PROFONDS

L'étude de BRGM porte sur les communes disposant de besoins importants compatibles avec la mise en place de réseaux de chaleur.

Le territoire du Pôle Métropolitain est localisé dans la partie nord de l'aquifère Dogger est le moins profond (donc moins chaud) et le moins productif. Une seule commune présente un potentiel identifié comme faible par BRGM : il s'agit de la commune de Montdidier avec une puissance disponible de 0,4 MW pour un réseau de chaleur. Ce niveau est trop faible pour être pertinent et rentable.

3.10.1.4 CIBLE DE DEVELOPPEMENT

Le potentiel d'implantation géothermique doit être considéré sur la base de ce qui est réaliste comme installation. En effet, la géothermie très basse énergie nécessite des dispositifs thermiques particuliers dans les bâtiments équipés : plancher chauffant, radiateur très basse température, système de climatisation dédié. En conséquence, le déploiement de ce type d'installation ne doit pas être considéré en intégrant toute demande de chaleur présente dans les zones favorables comme une demande substituable. Il s'agit bien plus d'agir par opportunité quand une nouvelle zone ou infrastructure est construite ou profondément rénovée sur une zone favorable.

3.10.1.5 POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT SUR LES AQUIFERES PROFONDS

L'étude de BRGM porte sur les communes disposant de besoins importants compatibles avec la mise en place de réseaux de chaleur. Le territoire du Pôle Métropolitain est localisé dans la partie nord de l'aquifère Dogger est le moins profond (donc moins chaud) et le moins productif. Une seule commune présente un potentiel identifié comme faible par BRGM : il s'agit de la commune de Montdidier avec une puissance disponible de 0,4 MW pour un réseau de chaleur. Ce niveau est trop faible pour être pertinent et rentable.

3.10.1.6 CIBLE DE DEVELOPPEMENT

Le potentiel d'implantation géothermique doit être considéré sur la base de ce qui est réaliste comme installation. En effet, la géothermie très basse énergie nécessite des dispositifs thermiques particuliers dans les bâtiments équipés : plancher chauffant, radiateur très basse température, système de climatisation dédié. En conséquence, le déploiement de ce type d'installation ne doit pas être considéré en intégrant toute demande de chaleur présente dans les zones favorables comme une demande substituable. Il s'agit bien plus d'agir par opportunité quand une nouvelle zone ou infrastructure est construite ou profondément rénovée sur une zone favorable.



Le territoire est favorable à la géothermie en aquifère superficiel avec une majorité de communes où l'énergie disponible serait plus importante que les besoins géothermiques. En cas de ressource faible, des sondes géothermiques peuvent être installées si le nombre de sondes nécessaires pour couvrir le besoin thermique est limité à une dizaine d'unités.

Étant donné les contraintes particulières de cette forme d'énergie, il convient d'agir plus particulièrement dans une logique d'opportunité quand un projet urbanistique se met en place en zone favorable.

3.11 Pompe à chaleur aérothermique

Les pompes à chaleur ont la capacité de récupérer l'énergie du sol, de l'eau des nappes ou de l'air qui nous entoure. Cette énergie peut servir pour le chauffage ou la production d'eau chaude sanitaire.

Les systèmes qui puisent l'énergie de l'eau des nappes sont des pompes à chaleur géothermiques (voir le chapitre dédié), ceux puisant l'énergie de l'air sont des pompes à chaleur aérothermiques.

Le potentiel de développement de l'implantation des systèmes de pompes à chaleur aérothermique est dépendant du rythme de remplacement des systèmes de chauffage dans les secteurs résidentiel et tertiaire.

Des systèmes énergétiques tel que la géothermie, le solaire thermique ou la récupération de chaleur ont des rendements et des potentiels naturels un peu plus importants sur le territoire que pour les pompes à chaleur aérothermiques.

En comptant une production actuelle de 812 MWh réparti dans les bâtiments du territoire, il a été estimé un **potentiel énergétique de 200 GWh**, ce qui est équivalent au potentiel de production solaire thermique utilisée dans la consommation de chaleur du secteur résidentiel.

Ce potentiel est comptabilisé avec les totaux de la consommation d'énergie électrique du secteur résidentiel, car il s'agit avant tout de systèmes permettant de réduire les consommations d'énergie.

3.12 Biocarburants

La détermination du gisement sur le territoire est rendue difficile car d'une part une quantité est déjà comptabilisée dans la production de biométhane et que d'autre part sa production rentre en concurrence avec d'autres utilisations, notamment dans l'agriculture. La quantité supplémentaire de bioéthanol ou de biodiesel agricole sur le territoire ne peut se faire qu'au détriment d'autres productions. Une étude plus poussée pourrait apporter des réponses précises.

Il apparaît que les surfaces dédiées aux biocarburants sont déjà importantes sur le territoire du PMGA. Le potentiel maximum a été estimé à 10% de plus que l'existant dans l'état actuel des technologies, soit **505 GWh par an**. Le développement de technologies plus productives par hectare pourrait permettre de réduire les surfaces consacrées aux biocarburants pour les dédiées d'autres cultures non alimentaires.

3.13 Réseau de chaleur

En 2015, le Syndicat Nation des Réseaux de Chaleur (SNCU) a publié son étude sur le potentiel de développement des réseaux de chaleur au niveau national. Le potentiel est considérable, notamment sur la Picardie où 2 600 millions de KWh supplémentaires pourraient être livrés via des réseaux existants ou de nouveaux réseaux, soit une multiplication possible des livraisons par 8 par rapport à 2012.

À l'échelle du territoire, l'Observatoire des réseaux a cartographié les zones de voirie pour lesquelles la consommation de chaleur serait supérieure à 1,5 MWh par mètre (seuil de rentabilité d'un réseau de chaleur) et supérieure à 4,5 MWh par mètre (rentabilité importante). Un exemple de carte est présenté ci-après.

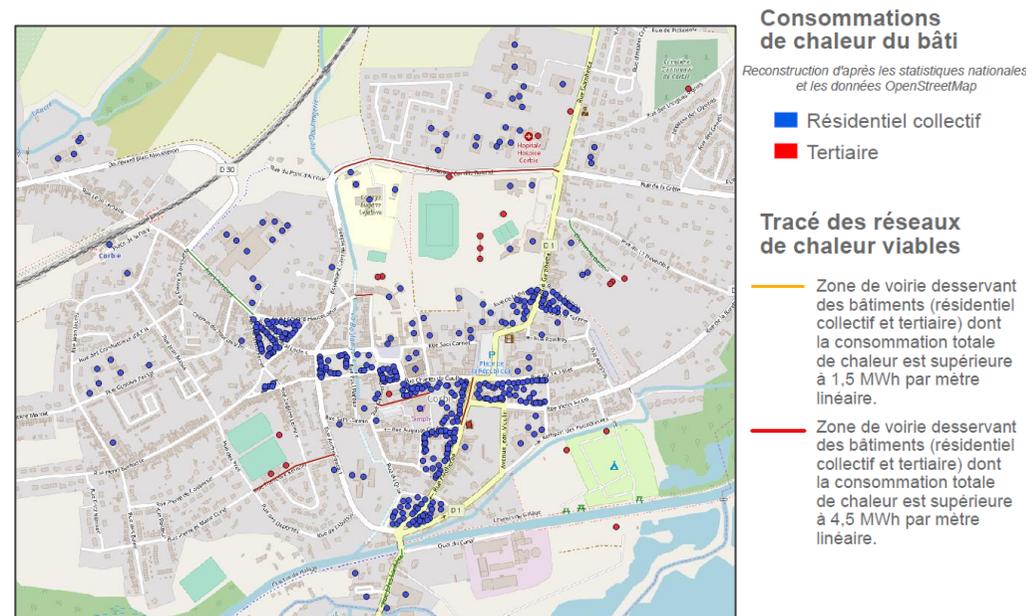


Figure 46 : Potentiel de développement de réseaux de chaleur sur la commune de Corbie (Observatoire des réseaux de chaleur, 2015)

À partir de ces données, il est possible d'extraire les linéaires concernés par commune sur le territoire.

La communauté d'Agglomération d'Amiens est concernée par 90% de ce potentiel (dont 67% seulement pour Amiens). Les cartographies associées aux communes citées sont présentées en annexe du rapport de l'EPE.

POTENTIELS ENERGETIQUES

	Linéaire pour lequel la consommation totale de chaleur est supérieure à 1,5 MWh par mètre linéaire	Linéaire pour lequel la consommation totale de chaleur est supérieure à 4,5 MWh par mètre linéaire	Total
Amiens	53 898 m	32 865 m	86 763 m
Dury	5 349 m	1 427 m	6 777 m
Salouël	3 355 m	1 671 m	5 026 m
Longueau	3 921 m	510 m	4 431 m
Rivery	1 371 m	2 678 m	4 049 m
Albert	2 170 m	1 142 m	3 312 m
Boves	1 771 m	1 230 m	3 000 m
Camon	942 m	1 645 m	2 587 m
Poulainville	2 086 m		2 086 m
Corbie	523 m	1 075 m	1 597 m
Glisy	361 m	1 062 m	1 423 m
Saint-Germain-sur-Bresle		964 m	964 m
La Neuville-lès-Bray	282 m	647 m	929 m
Méaulte	826 m	96 m	921 m
Le Quesne	891 m		891 m
Liomer	891 m		891 m
Saint-Aubin-Rivière	891 m		891 m
Saleux	785 m	78 m	862 m
Aubigny	643 m		643 m
Poix-de-Picardie		556 m	556 m
Airaines	323 m	169 m	492 m
Mailly-Maillet		368 m	368 m
Villers-Bretonneux	177 m	66 m	243 m
Vers-sur-Selle	141 m		141 m
Saint-Fuscien	112 m		112 m
Warlus	104 m		104 m
Gauville		88 m	88 m
Le Hamel	50 m		50 m
Thieulloy-l'Abbaye	11 m		11 m
Total général	81 874 m	48 336 m	130 209 m

Le potentiel de linéaire de réseau de chaleur est concentré sur les zones urbaines du territoire. Ce potentiel doit être associé à une source d'énergie comme la chaleur fatale ou la géothermie, étudiée ci-après.

3.14 Bilan de chaleur renouvelable

Le bilan de chaleur renouvelable sur le territoire s'établit à environ 513 GWh. Le potentiel n'est pas totalement estimable en particulier le potentiel géothermique et celui de la chaleur fatale.

	Scénario de consommation	
	Tendanciel	« Baisse maximum »
Gisement brut	513 GWh <u>Bois énergie</u> = 313 GWh <u>Solaire thermique</u> = non calculable <u>Géothermie</u> = non calculable, mais important (centaines de GWh) <u>Chaleur fatale</u> = 200 GWh	
Mobilisable en 2030	313 GWh <u>Bois énergie</u> = 313 GWh <u>Solaire thermique</u> = non calculable <u>Géothermie</u> = non calculable, mais important (centaines de GWh) <u>Chaleur fatale</u> = non calculable	

Tableau 20 : Bilan du potentiel de chaleur renouvelable

3.15 Power to gas

3.15.1 Présentation

Le terme « Power to gas » désigne la production de gaz de synthèse grâce à de l'électricité :

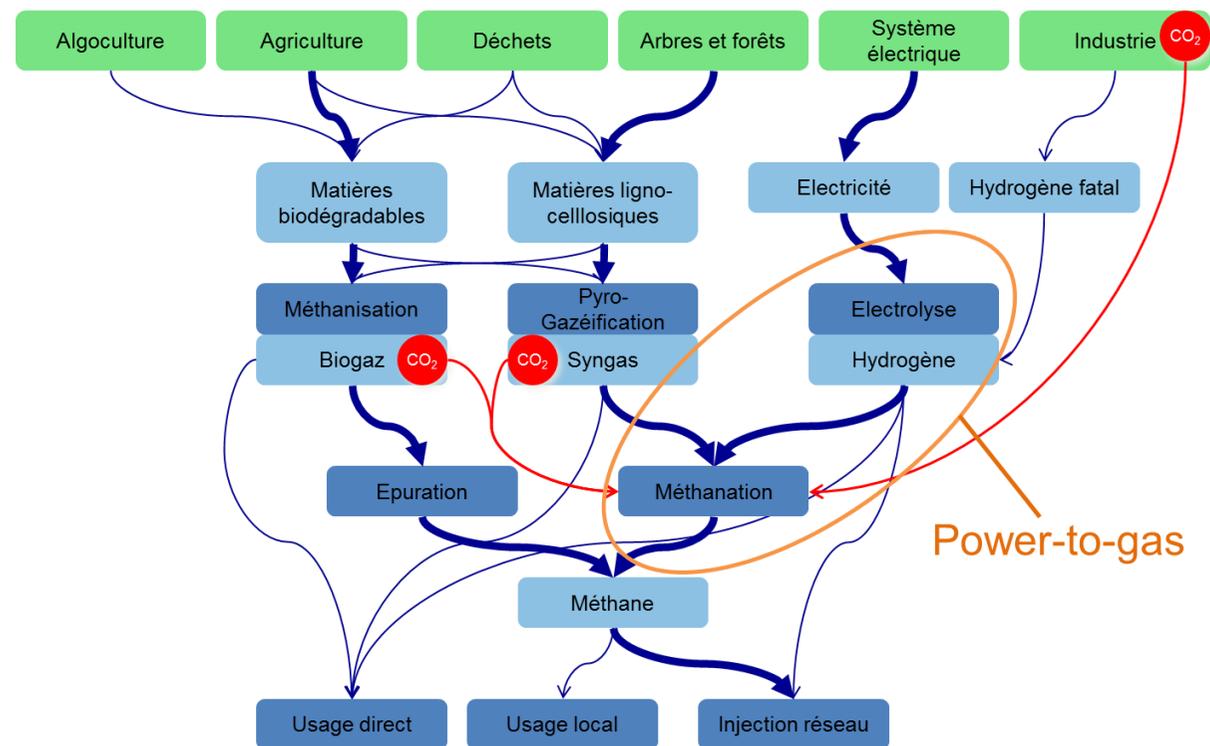


Figure 47 : Filières de production de biométhane. Source ADEME/GRDF : Vers un gaz renouvelable en 2050.

Par électrolyse, l'eau est séparée en dihydrogène (H_2) et dioxygène (O_2). L'hydrogène ainsi produit peut être utilisé directement :

- Comme carburant véhicules,
- En injection dans le réseau de gaz naturel : un taux de 6 % d'hydrogène dans le gaz naturel est actuellement accepté, avec des recherches en cours pour porter ce taux à 20 % d'hydrogène en volume (projet GRHYD mené par GRDF, à Dunkerque).

Pour bénéficier au mieux des infrastructures existantes de distribution, transport et stockage de gaz naturel, il est judicieux d'utiliser du dioxyde de carbone (CO₂) pour produire du méthane à partir de l'hydrogène. Cette réaction produit également de la chaleur, chaleur qui peut par exemple être valorisée sur un réseau de chaleur.

Les rendements du processus complet de Power-to-gas varient de 60 à 90 % selon les technologies et selon la valorisation ou non de la chaleur produite.

Le Power-to-gas est particulièrement adapté dans un contexte d'excédent de production d'électricité, ce qui pourrait être le cas si la pénétration de source d'électricité renouvelable non pilotable dans le mix électrique se poursuit. Un taux de charge correct des installations (taux de charge considéré aux environs de 40 % dans l'étude « Vers un gaz 100 % Renouvelable ») doit être assuré pour garantir la rentabilité des installations. Il ne s'agira donc pas uniquement d'absorber quelques pics de surproduction dans l'année, mais de faire fonctionner l'installation dès que le prix de l'électricité passe sous une valeur seuil.

La carte ci-dessus présente le potentiel de production de production de gaz par département.

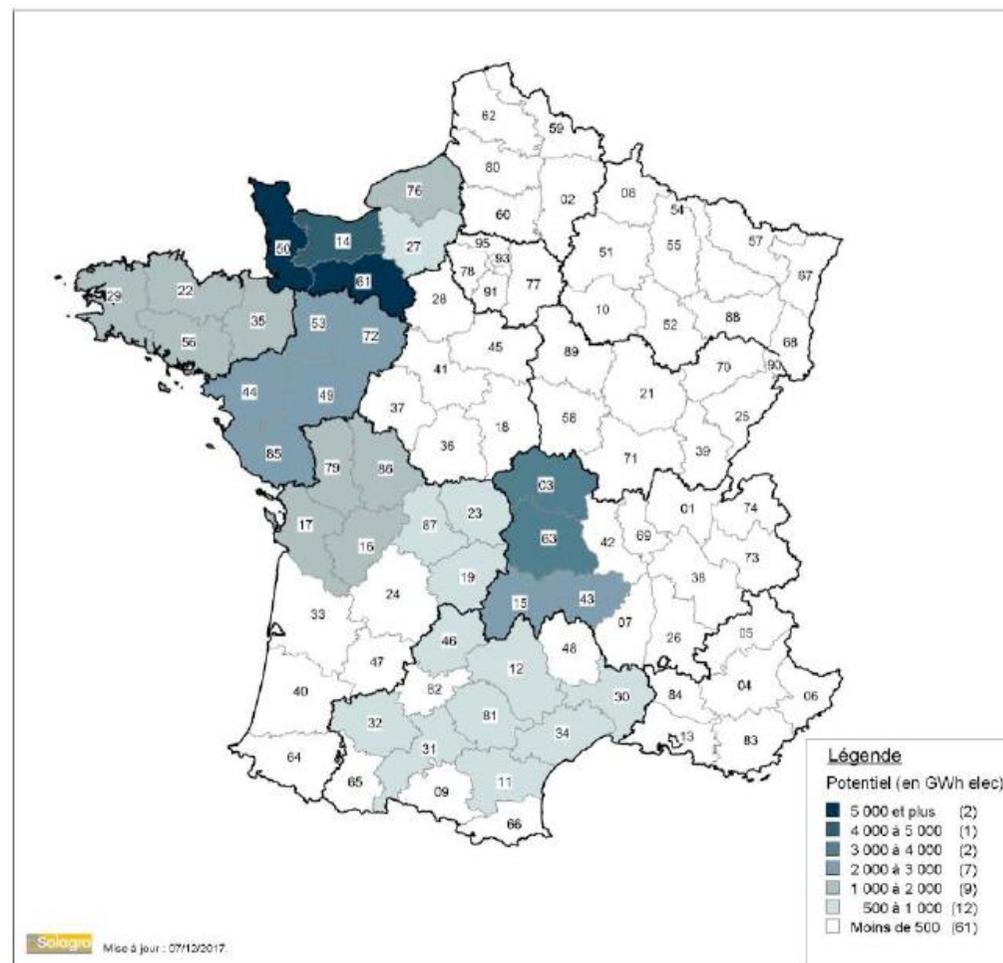


Figure 48 : Potentiel de production de gaz de Power-to-gas par département. Source Solagro, ADEME, Artelys.

3.15.2 Gisement de CO2

3.15.2.1 SOURCES CONSIDEREES

Si la production d'électricité renouvelable sur le territoire est déjà étudiée par ailleurs, il reste à évaluer la production de CO₂ sur le territoire. La production de CO₂ est l'une des principales contraintes dimensionnant le potentiel en Power-to-gas. La difficulté réside dans la capture du CO₂, qui peut rapidement devenir très coûteuse.

Une solution naturelle est de positionner des unités de Power-to-gas à proximité des unités de méthanisation. Ces dernières produisent du CO₂, qui est normalement relâché dans l'atmosphère. Ce CO₂ est donc considéré comme quasiment gratuit. De plus, l'adjonction d'une unité de Power-to-gas à une unité de méthanisation permet de réduire les coûts de raccordement au réseau de gaz, en mutualisant les installations d'injection.

Les sources suivantes sont le CO₂ issu de combustion, en premier lieu de combustion de source renouvelable puis de source fossile ou issus de procédés de l'industrie lourde (cimenterie, haut-fourneau). Ces sources présentent également des concentrations en CO₂ faibles (de 1 à 30 %), et il est donc nécessaire de mettre en place des solutions de captage. Ces solutions sont pour le moment étudiées pour de grandes installations. Les ordres de grandeur sont les suivants :

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

Figure 49 : Sources de CO2 et puissance électrique d'électrolyse qui peut y être associé, source E&E consultant pour l'ADEME (Étude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire).

3.15.2.2 METHANISATION

L'étude « Vers un gaz 100 % renouvelable » indique des ratios généraux pour la récupération de CO₂ sur les unités de méthanisation. En premier ordre de grandeur, on estime à 50 TWh électrique le productible de Power-to-gas grâce au CO₂ récupéré sur les unités de méthanisation injectant sur le réseau 128 TWh. On retient donc un productible de 0,39 GWh_e/GWh_{gaz injecté}. Sur le Pôle Métropolitain, ce gisement de CO₂ représente les productibles du Power-to-gas suivants :

Gisement de gaz renouvelable	Production de biométhane (GWh _{gaz injecté})	Productible de Power-to-gas (GWh _e)
Mobilisable en 2030	739 GWh/an	288 GWh _e /an
Gisement Brut	2 299 GWh/an	897 GWh _e /an

Tableau 21 : Productible de Power-to-gas à partir du CO₂ issu de la méthanisation.

Le potentiel de production de Power-to gas représente donc 897 GWh_e/an grâce à la récupération de CO₂ sur les unités de méthanisation.

3.15.2.3 UNITES DE COMBUSTION

Les unités de combustion dégagent du CO₂ dans leurs fumées, de manière plus faible et très variable (1 à 30 %) des fumées. En première approche, le registre IREP permet de repérer les émissions de CO₂ sur le territoire. La faisabilité et le coût de la récupération de CO₂ sur les fumées doit être effectuée au cas par cas dans un second temps si souhaité.

Pour que le gaz soit considéré comme « renouvelable », il est préférable de récupérer le dioxyde de carbone sur des installations de production de chaleur renouvelable. Il n'existe cependant pas de législation ou d'incitation économique sur le sujet à l'heure actuelle.

Figure 51 : Installations de combustion sur le territoire. Source ICPE.

Figure 52 : Installations de combustion sur le territoire. Source ICPE.

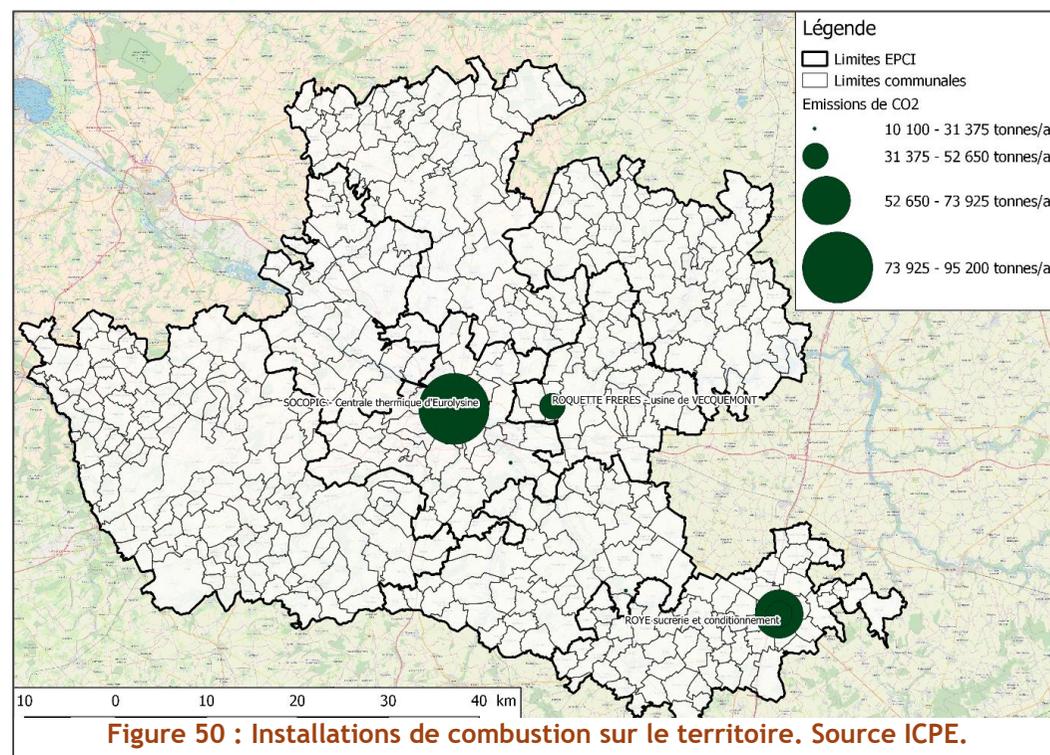


Figure 50 : Installations de combustion sur le territoire. Source ICPE.

POTENTIELS ENERGETIQUES

Selon le registre IREP, le territoire comporte plusieurs entreprises émettant une quantité suffisante de CO2 permettant une production de méthane suffisante.

Nom de l'établissement	Commune	Type d'activité	Quantité de CO2 émise (tonnes/an)
SOCOPIC - Centrale thermique d'Eurolysine	AMIENS	Production et distribution de vapeur et d'air conditionné	95 200
ROYE sucrerie et conditionnement	ROYE	Fabrication de sucre	62 900
DESHYDRATATION DE PULPES SUCRERIE ROYE	ROYE	Fabrication de sucre	38 700
ROQUETTE FRERES - usine de VECQUEMONT	VECQUEMONT	Fabrication de produits amylacés	38 400
DS Smith Packaging Contoire Hamel	CONTOIRE	Fabrication de carton ondulé	27 000
AJINOMOTO EUROLYSINE S.A.S.	AMIENS	Fabrication d'autres produits chimiques organiques de base	26 000
Chaufferie de l'OPAC du nord : Le Pigeonnier	AMIENS	Production et distribution de vapeur et d'air conditionné	14 300
Procter et Gamble Amiens SAS	AMIENS	Fabrication de savons, détergents et produits d'entretien	13 600
SECODE	BOVES	Traitement et élimination des déchets non dangereux	13 600
COGELYO NORD EST - Goodyear	AMIENS	Production et distribution de vapeur et d'air conditionné	10 100

Au total ce sont 339 800 tonnes/an qui sont émis sur le territoire dont 69% par 4 entreprises : SOCOPIC, Roye Sucrierie, Déshydratation de pulpes de Roye Sucrierie et Roquette Frères.

Ces émissions de CO2 correspondraient à **419 MW d'électrolyseur équivalent** sur le territoire (soit 1 467 GWhe pour 3 500h de fonctionnement). Ce chiffre paraît particulièrement important, ce qui s'explique par le manque de visibilité sur les installations thermiques. Il conviendrait donc de l'affiner pour prendre en compte les contraintes propres aux process, et surtout les contraintes économiques de déploiement des installations de récupération de CO₂.

3.15.3 Bilan

Le gisement de CO₂ paraît donc conséquent, avec des productibles de Power-to-gas suivants :

- 897 GWhe/an sur les unités de méthanisation ;
- 1 467 GWhe/an sur les installations de combustion.

Soit un total de 2 364 GWhe/an. Ce résultat est trop brut pour être considéré directement. Il convient d'ajouter notamment :

Les contraintes économiques : quelle rentabilité pour ces installations ?

Les contraintes techniques : Quelle faisabilité pour chaque gisement de CO₂ identifié ? Quelle capacité d'injection sur le réseau de gaz ? Quelle capacité de soutirage sur le réseau électrique aux vues des fortes puissances appelées ?

Néanmoins le potentiel de gisement de CO₂ existe sur le territoire et pourra être considéré avec le déploiement des solutions de Power-to-gas.

3.16 Conversion du gaz B en gaz H

Une partie de la Région des Hauts-de-France est actuellement alimentée par du gaz naturel à bas pouvoir calorifique (appelé « gaz B »), issu principalement du gisement de Groningue aux Pays-Bas : cette zone représente plus de 1,3 millions, soit environ 10 % de la consommation française, répartis sur 6 départements dont la Somme.

La déplétion progressive du gisement ne permet pas d'envisager la prolongation du contrat d'approvisionnement entre les Pays-Bas et la France au-delà de son terme actuel en 2029. En outre, les tremblements de terre dans la région de production pourraient conduire le gouvernement néerlandais à réduire encore plus rapidement la production de gaz B.

Afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des 1,3 millions de consommateurs de cette région, il est nécessaire de convertir le réseau de gaz naturel pour lui permettre d'accepter du gaz à haut pouvoir calorifique (appelé « gaz H ») qui alimente le reste du territoire français. Les réseaux de distribution et de transport sont impactés par cette conversion.

La conversion en gaz H de la zone alimentée en gaz B nécessitera à la fois des modifications des infrastructures actuelles et une intervention chez chaque client. La bascule se fera progressivement, en suivant un découpage géographique en une vingtaine de secteurs, à un rythme compatible avec les opérations nécessaires chez les clients et selon un ordonnancement réalisable pour les flux sur le réseau.



Figure 53 : Carte des réseaux de transport de gaz B et H dans la zone concernée par le plan de conversion (source : GRTgaz)

Le projet de conversion de la zone Nord de la France de gaz B en gaz H concerne cinq gestionnaires d'infrastructures :

- ❖ GRTgaz, le gestionnaire de réseaux de transport de gaz naturel sur cette zone ;
- ❖ trois gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel : GRDF, la SICAE de la Somme et du Cambrasis et Gazélec de Péronne ;
- ❖ Storengy, l'opérateur du site de stockage souterrain de Gournay sur Aronde.

Le processus va se dérouler de la façon suivante :

- 1) Une alimentation en gaz B+ dont le pouvoir calorifique est supérieur au gaz B, afin de permettre une continuité de l'alimentation, le temps d'effectuer les travaux nécessaires à la mise en place du gaz H ;
- 2) Des interventions chez chacun des clients pour régler, adapter voir remplacer les appareils ;
- 3) L'alimentation en gaz H.

Une première série de modifications sera réalisée entre 2018 et 2020 pour permettre la conversion en phase pilote des secteurs de Doullens, Gravelines, Grande Synthe et Dunkerque. Elle sera suivie d'une phase de déploiement industriel à partir de 2021 et jusqu'en 2028.

GRTgaz a conçu deux scénarios de conversion :

- ❖ Un scénario de « référence » correspondant à l'illustration présentée ci après ;
- ❖ Un scénario « accélérée » qui permettrait de terminer la conversion de l'ensemble des zones en 2026. Ce scénario permettrait de faire face à certaines configurations de réduction accélérée des exportations de gaz B des Pays-Bas vers la France.



Figure 54 : Secteurs de conversion et zones pilotes (source : GRTgaz)

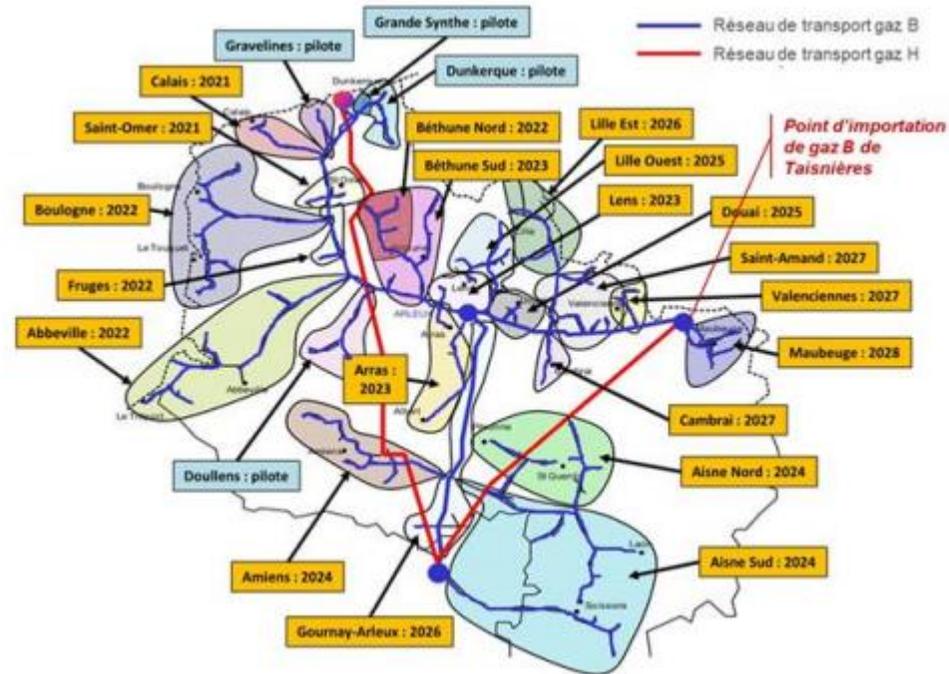


Figure 55 : Séquencement des zones à convertir (source : rapport « Projet TULIPE - étude technico économique » de E-CUBE)

Concernant le territoire du Pôle Métropolitain :

- la zone de Doullens est une zone pilote de la conversion. Celle-ci a commencée en Avril 2019.
- le scénario de « référence » prévoit une conversion en 2024 pour la zone d'Amiens.

Du point de vue du consommateur, la conversion se déroulera en 4 étapes :

- L'identification des appareils chez chaque client avec une visite à domicile systématique ;
- Dans la plupart des cas, l'adaptation des appareils : réglage ou changement de pièces pour certains appareils réglés spécifiquement pour le gaz B (principalement les chaudières à condensation) ;
- Dans certains cas, nécessité de remplacer les chaudières incompatibles avec le gaz H, correspondant aux chaudières les plus anciennes ou hors normes européennes (estimé à 3% des appareils hors cuissons)
- L'alimentation en gaz H : coupure des clients pour lesquels l'adaptation n'a pas pu être faite (refus ou absence des clients) puis alimentation du secteur en gaz H à la demande de GRDF.

Un dispositif d'aide financière, le chèque conversion, a été mis en place pour financer les coûts d'acquisition et d'installation des appareils à gaz à remplacer. Sur les communes en cours de conversion actuellement, le montant des aides financières couvre la totalité des coûts effectivement supportés pour l'acquisition et l'installation de l'appareil de remplacement dans la limite de :

- 5 000 € pour le remplacement d'une chaudière à gaz au sol d'une puissance inférieure à 70 kilowatts ou d'un poêle ou d'un insert à gaz ;
- 4 000 € pour le remplacement d'une chaudière à gaz murale d'une puissance inférieure à 70 kilowatts ;
- 1 200 € pour le remplacement d'un appareil à gaz fournissant de l'eau chaude sanitaire d'une puissance inférieure à 70 kilowatts ;
- 1 000 € pour le remplacement d'un radiateur à gaz.

Secteur	Scénario de référence	Scénario accéléré
Doullens	2018	2018
Grande Synthe	2019	2019
Gravelines	2019	2019
Dunkerque	2020	2020
Calais	2021	2021
Saint-Omer	2021	2021
Abbeville	2022	2021
Bethune Nord	2022	2021
Boulogne	2022	2021
Fruges	2022	2021
Arras	2023	2022
Bethune Sud	2023	2022
Lens	2023	2022
Aisne Nord	2024	2023
Aisne Sud	2024	2023
Amiens	2024	2023
Douai	2025	2024
Lille Ouest	2025	2024
Gournay-Arleux	2026	2025
Lille Est	2026	2025
Cambrai	2027	2026
Saint-Amand	2027	2026
Valenciennes	2027	2026
Maubeuge	2028	2023

Figure 56 : Dates de conversion des secteurs dans les scénarios de référence et accéléré (source : rapport « Projet TULIPE - étude technico économique » de E-CUBE)

3.17 Bilan des productions d'énergies renouvelables et de récupération

Le bilan des potentiels de production est donné ci-dessous :

	Hypothèses pour la détermination des potentiels maximum	Equivalents en nombre de projets	Potentiel brut estimé (GWh)
Éolien	Intégration des projets en construction et en instruction présentés dans le rapport de phase 2 et estimation du repowering (remplacement des mats par des mats de puissance 3,6 MW)	327 mâts supplémentaires	4 837 GWh
Photovoltaïque sur toiture	Potentiel maximal du territoire identifié en phase 2	477 150 installations individuelles et 7 150 installations collectives	2 169 GWh
Photovoltaïque au sol	14 projets potentiels identifiés sur le territoire par l'étude de la FDE80	14 projets potentiels	107 GWh
Bois Energie individuel et collectif	Utilisation de la totalité de ressource dégagée par l'amélioration de l'efficacité énergétique des appareils (passage de 50% à 80% de rendement)	12 250 installations individuelles supplémentaires	767 GWh
Réseaux de chaleur	Linéaire potentiel identifié par l'Observatoire des Réseaux de chaleur ayant une consommation supérieure à 4,5 MWh/m		218 GWh
Géothermie TBE	20 % des consommations tendancielle 2050 des secteurs résidentiel et tertiaire (chaleur, climatisation, Eau Chaude Sanitaire)	870 installations collectives et 441 900 installations individuelles	628 GWh
Solaire thermique	Potentiel total avec 50% de taux de couverture pour l'ECS et 10 % de taux de couverture pour le chauffage modélisé en 2050 par PROSPER dans le cadre du scénario tendanciel	1450 chauffe-eau solaire collectif et 11 800 chauffe-eau solaire individuel	194 GWh
Chaleur Fatale	Potentiel maximal du territoire avec potentiels les plus importants réalisés en 2030		200 GWh
Méthanisation (cogénération)	Pas d'évolution		50 GWh
Biogaz	Potentiel maximal identifié en phase 2 de l'étude	120 méthaniseurs	2 421 GWh
TOTAL			11 590 GWh

A ces productions peuvent être ajoutés la production issue des **Pompes à Chaleur aérothermiques** (comptabilisée avec la consommation d'énergie) de **200 GWh/an** ainsi que la production de **biocarburants** qui n'est pas produite sur le territoire de **505 GWh/an**.

4 Conclusion

L'atteinte des objectifs de maîtrise des consommations d'énergie sur le territoire dépendra de l'implication de l'ensemble des acteurs du territoire : collectivité, entreprises et industrie. Les efforts à fournir sont importants mais ils permettront de diminuer la vulnérabilité du territoire vis-à-vis des coûts de l'énergie tout en dynamisant l'économie locale en créant de l'emploi.

Concernant le développement des énergies renouvelables, le territoire est source de potentiels variés.

Une douzaine d'installations de méthanisation sont implantables sur le territoire du Pôle Métropolitain. Tandis qu'une grande partie du potentiel éolien du territoire est déjà réalisé, il existe un grand potentiel concernant l'énergie photovoltaïque répartis entre installations sur bâtiments du secteur résidentiel et grandes toitures du secteur industriel et agricole. Par ailleurs, des projets de centrales photovoltaïques pourraient être menés sur certaines friches du territoire.

Étant donné la ressource limitée sur le territoire, l'action concernant le bois énergie devra se concentrer vers une utilisation locale de la ressource par le biais du développement d'un approvisionnement de proximité et celui de petits projets de chaufferies bois.

De plus, le territoire est favorable à la géothermie : cette forme d'énergie pourrait être intégrée lors de nouveaux projets urbanistiques.