

• **Rapport de Présentation**

DOSSIER DE CREATION DE ZAC

Zone d'activités Pitres – Le Manoir

Etude de potentiel de développement des énergies
renouvelables et de récupération

Communauté d'agglomération Seine Eure

FEVRIER 2023

SOMMAIRE

I.	DESCRIPTION ET CONTEXTE DU PROJET	3
1.	CONTEXTE POLITIQUE.....	4
1.1.	Des enjeux internationaux à intégrer localement	4
1.2.	Un cadre réglementaire structurant.....	4
2.	CONTEXTE DU SITE	7
2.1.	Localisation du site	7
2.2.	Le climat	8
2.3.	Topographie	9
2.4.	Contexte énergétique de la commune et desserte énergétique du site	10
2.5.	Programmation et organisation spatiale	11
2.6.	Les besoins énergétiques associés.....	13
II.	POTENTIELS DE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES	17
1.	L'ENERGIE SOLAIRE	18
1.1.	Solaire passif	18
1.2.	Solaire thermique	18
1.3.	Climatisation solaire.....	20
1.4.	Le solaire photovoltaïque	21
1.5.	Le gisement solaire local	23
2.	L'ENERGIE EOLIENNE	25
2.1.	Le grand éolien et le petit éolien	25
2.2.	L'éolien urbain	26
2.3.	Gisement éolien local	27
3.	L'ENERGIE GEOTHERMIQUE	28
3.1.	Haute énergie.....	28
3.2.	Basse énergie.....	28
3.3.	Très basse énergie	28
3.4.	Potentiel géothermique du site	30
4.	LA BIOMASSE	32
4.1.	Le gisement biomasse	32
4.2.	Bois-énergie.....	32
4.3.	Le bois-énergie - cogénération	34
4.4.	Potentiel bois-énergie.....	34
5.	LA RECUPERATION DE CHALEUR DES EAUX DOMESTIQUES	36
5.1.	Récupération de chaleur sur les eaux grises.....	36
5.2.	Récupération de chaleur fatale industrielle (ou data-center)	37
6.	LES AUTRES TECHNOLOGIES	39
6.1.	Le biogaz et les biocarburants.....	39
6.2.	Aérothermie	41
6.3.	L'énergie hydrolienne	42
6.4.	Les réseaux de chaleur	42
7.	SYNTHESE.....	45
III.	PREDIMENSIONNEMENT ET SCENARII.....	49
1.	DEFINITION DES SCENARII D'APPROVISIONNEMENT	50
1.1.	Hypothèses prises pour l'analyse	50
1.2.	Données environnementales	50

1.3.	Données économiques	50
1.4.	Coûts d'exploitation	51
1.5.	Rendement des installations	51
2.	ANALYSE ECONOMIQUE.....	51
2.1.	Sans évolution des coûts de l'énergie.....	51
2.2.	Avec évolution des coûts de l'énergie	52
2.3.	Investissements en lien avec les équipements nécessaires à chaque scénario	53
3.	ANALYSE ENVIRONNEMENTALE	53
IV.	CONCLUSION	54

I. DESCRIPTION ET CONTEXTE DU PROJET



1. CONTEXTE POLITIQUE

La présente « Etude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables » a été réalisée conformément à l'article L300-1-1 du Code de l'Urbanisme.

1.1. Des enjeux internationaux à intégrer localement

A l'heure où les questions énergétiques et climatiques deviennent des enjeux majeurs à l'échelle planétaire, leur gestion représente un véritable défi. Le réchauffement climatique et la raréfaction des ressources naturelles, notamment fossiles, sont aujourd'hui, de réelles problématiques qui nécessitent la mise en place d'actions concrètes et durables. Au fur et à mesure de la prise de conscience de ces enjeux, les pouvoirs publics ont instauré des objectifs à atteindre afin de permettre l'atténuation de ces phénomènes. Ces ambitions, définies à différentes échelles d'intervention (mondiale, nationale, régionale, communale...), se sont vues déclinées en stratégies contextualisées à chaque territoire à travers notamment, l'adoption de lois cadres et l'élaboration de documents de planification. Le projet de ZAC Pitres Le Manoir est à ce titre soumis à des exigences environnementales. Concerné notamment par le Grenelle de l'environnement à l'échelle nationale, il doit également répondre aux ambitions régionales et locales qui ont fait de la politique énergétique une politique prioritaire.

1.2. Un cadre réglementaire structurant

Depuis le sommet de Rio de 1992, les réglementations visant à diminuer les consommations énergétiques et à développer les énergies renouvelables se sont multipliées, incitant les différents acteurs (publics et privés) et les citoyens à entreprendre et développer des actions concrètes sur leur territoire. A l'échelle nationale, la loi de programme applicable sur le territoire français découle de la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. Définitivement adoptée le 3 août 2009, elle « fixe les objectifs, définit le cadre d'action, organise la gouvernance à long terme et énonce les instruments de la politique mise en œuvre pour lutter contre le changement climatique ». En matière énergétique, elle confirme les engagements précédents, notamment concernant le facteur 4 à l'horizon 2012, la part de 23% des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie en 2020, la réduction de 20% des émissions de gaz à effet de serre dans les transports, la consommation maximale de 50 kWh/m².an en 2013 (bâtiment à énergie positive en 2020) et la baisse d'au moins 38% des consommations énergétiques dans les bâtiments existants d'ici 2020. La loi Grenelle 2, adoptée le 12 juillet 2010 complète quant à elle, la loi Grenelle 1, en définissant les mesures à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs fixés précédemment. En parallèle, divers documents cadres réalisés aux différentes échelles d'intervention ont été élaborés et viennent encadrer tout nouveau projet d'aménagement.

La loi de la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a été publiée en août 2015 et s'accompagne de plans d'action qui visent à permettre au territoire national de contribuer efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et à la préservation de l'environnement. La loi vise également à renforcer l'indépendance énergétique de la France en offrant aux entreprises et ses citoyens un accès à l'énergie à un coût compétitif.

Ainsi, pour donner un cadre à l'action conjointe des citoyens, des entreprises, des territoires et de l'Etat, la loi TECV fixe des objectifs en matière d'énergie à moyen et long terme :

- Réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 (facteur 4) ;
- Réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012 en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030 ;

- Réduire la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012 ;
- Porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de la consommation finale brute d'énergie en 2030 ;
- Porter la part du nucléaire dans la production d'énergie à 50 % à l'horizon 2025 ;
- Atteindre un niveau de performance énergétique conforme aux normes « bâtiment basse consommation » pour l'ensemble du parc de logements à 2050 ;
- Lutter contre la précarité énergétique ;
- Affirmer un droit à l'accès de tous à l'énergie sans coût excessif au regard des ressources des ménages.

a. Réglementation thermique

La RT 2012 était rendue obligatoire par le Grenelle de l'Environnement depuis 2013. La norme à respecter avec cette RT est une consommation énergétique max de 50 kWh/m²/an, comprenant 5 usages (refroidissement, chauffage, production d'eau chaude sanitaire, éclairage et auxiliaires).

Depuis janvier 2022, la RE 2020 est la norme thermique à respecter dans la construction neuve. La RE 2020 s'inspire du concept de bâtiment à énergie positive, appelé aussi « BEPOS » au sein du Plan Bâtiment Durable. Les bâtiments à énergie positive sont des bâtiments qui produisent plus d'énergie (chaleur, électricité) qu'ils n'en consomment. En général, ces bâtiments sont très performants et fortement équipés en moyens de production énergétique par rapport à leurs besoins en énergie.

Les bâtiments à énergie positive doivent remplir les critères suivants :

- > Une consommation de chauffage inférieure à 12 kWh/m² ;
- > Une consommation totale d'énergie inférieure à 100 kWh/m² ;
- > La capacité de produire de l'énergie pour que le bilan énergétique soit positif sur les 5 usages (chauffage, luminaires, eau chaude, climatisation, auxiliaires).

Les exigences de la RE 2020 s'appliqueront selon le planning suivant, la RT 2012 restant applicable avant la mise en œuvre de la RE2020 :

- Depuis le 1^{er} janvier 2022 à la construction de bâtiments ou parties de bâtiments à usage d'habitation ;
- A partir du 1^{er} juillet 2022 aux constructions de bâtiments ou parties de bâtiments de bureaux, ou d'enseignement primaire ou secondaire ;
- À compter du 1^{er} janvier 2023 pour les extensions de ces constructions et les constructions provisoires ;
- A une date différée pour les autres constructions, comme les commerces, les restaurants, les hôpitaux, les bâtiments industriels, ... dans l'attente ces constructions relèvent de la RT2012.

La réglementation prévoit un CEPmax de 75 kWh/m² pour les bâtiments à usage de logements collectifs. Elle n'est cependant pas encore parue pour les bâtiments à autres usages (activités, bâtiments industriels), les labels de préfiguration (RT2012-20%) sont utilisés comme équivalents dans l'étude.

Les exigences fixées s'inspirent de l'expérimentation du label E+C- mis en place depuis 2017.

La réglementation environnementale RE2020 introduit par ailleurs un indicateur complémentaire au CEPmax à ne pas dépasser, le CEPmax NR. Il prend en compte uniquement les consommations en énergie primaire non renouvelable du bâtiment. Ainsi, les économies d'énergie doivent porter en priorité sur les énergies non renouvelables.

b. Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durables et d'Egalité des Territoires de la Région Normandie (SRADDET)

Le SRADDET de la Région Normandie a été approuvé par le préfet le 2 juillet 2020. Le document organise la stratégie régionale normande à moyen et long terme, à l'horizon 2030 et 2050, en définissant des objectifs et règles en rapport avec 11 thématiques obligatoire, dont la maîtrise et la valorisation de l'énergie. Le SRADDET fixe les objectifs suivants en matière d'énergie :

- Innover dans la transition écologique, économique et énergétique ;
- Concevoir les réseaux d'énergie dans leurs intégrations nationale et internationale ;
- Améliorer le confort et la qualité environnementale des logements ;
- Fonder la transition écologique et énergétique sur l'éducation au développement durable ;
- Économiser l'énergie grâce à la sobriété et l'efficacité énergétique ;
- Augmenter la part des énergies renouvelable dans les consommations énergétiques de la Normandie ;
- Réduire les consommations énergétiques et les émissions de gaz à effet de serre ;
- Produire et stocker l'énergie à partir de sources renouvelables, et développer des réseaux adaptés.

De ces objectifs découlent des règles générales, permettant de traduire concrètement les objectifs du SRADDET.

c. Plan Local d'Urbanisme Habitat intercommunal de la Communauté d'Agglomération Seine-Eure

Le Plan Local d'Urbanisme intercommunal de la Communauté d'agglomération Seine-Eure a été approuvé le 28 novembre 2019.

i. Projet d'Aménagement et de Développement Durable

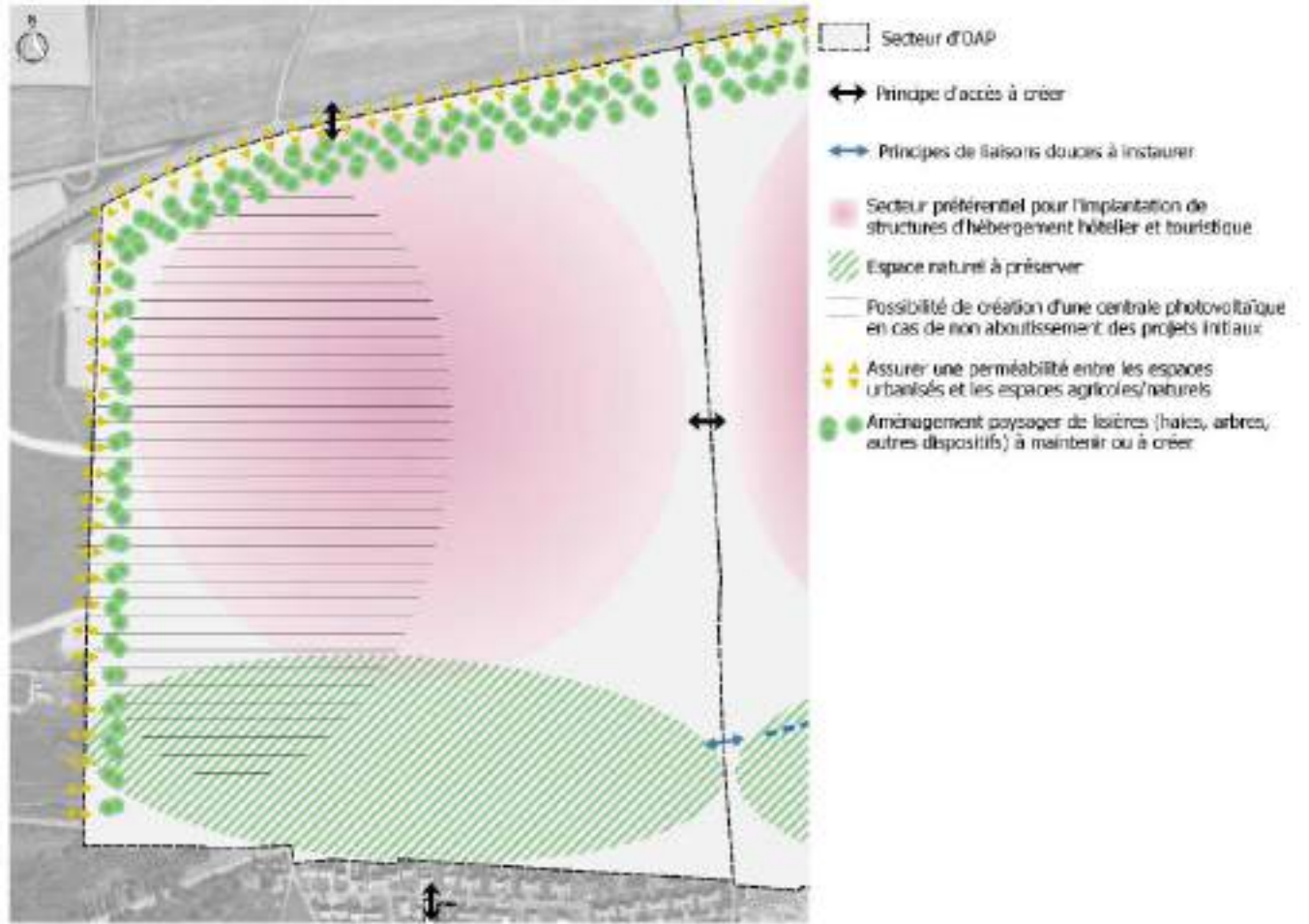
Le Projet d'Aménagement et de Développement Durables du PLUiH de la Communauté d'Agglomération retrace l'ambition des élus de l'Agglomération de préserver le dynamisme de leur territoire en misant sur ses atouts. Le PADD définit donc les orientations et objectifs suivants :

- Un territoire à haute qualité de vie
 - o Maintenir un cadre de vie attractif ;
 - o Préserver et optimiser les ressources ;
 - o Le tourisme vert, support de développement pour le territoire ;
- Un territoire équilibré pour vivre et grandir
 - o Organiser le développement du territoire en s'appuyant sur sa diversité ;
 - o Développer une offre d'habitat adaptée et diversifiée ;
 - o Un développement équilibré conforté par la mobilité ;
- Un territoire innovant et créateur d'emplois
 - o Favoriser la création d'emplois sur le territoire ;
 - o Assurer et développer une offre économique diversifiée sur le territoire ;
 - o Développer l'armature commerciale du territoire.

ii. Orientation d'Aménagement et de Programmation

Le secteur d'étude fait l'objet de deux Orientations d'Aménagement et de Programmation (OAP) : l'OAP RD321 sur la commune du Manoir-sur-Seine et l'OAP Chemin de la Remise sur la commune de Pîtres, dont les orientations sont détaillées ci-après.

ii.i. OAP RD321



Principes d'aménagement de l'OAP – Source : PLUiH de la Communauté d'agglomération Seine-Eure

D'une superficie de 50,4 ha, le secteur d'OAP RD321 est couvert par un périmètre de classement sonore, ainsi que de route à grande circulation, tous deux liés à la RD321. Le site est également concerné par la présence de servitudes d'utilité publiques de type I3 (canalisation de gaz) et I4 (canalisation électrique). Il est défini les objectifs suivants.

L'opération à développer sur le site RD321 sera à dominante économique. Des constructions ayant une autre destination pourront être autorisées dans la mesure où elles ne constituent pas la destination principale du site et où elles sont compatibles avec la fonction économique.

En cas de non-réalisation du projet de liaison autoroutière A28/A13, ni de non-crétation de zone d'activité économique sur les parcelles cadastrées A170, A172, A173, A174, ZC6, ZC7, ZC8, ZC10, ZC11, ZC13, ZC14, ZC15, ZC16, ZC17, ZC34, ZC37, ZC38 et ZC41, il sera possible d'y implanter une centrale photovoltaïque.

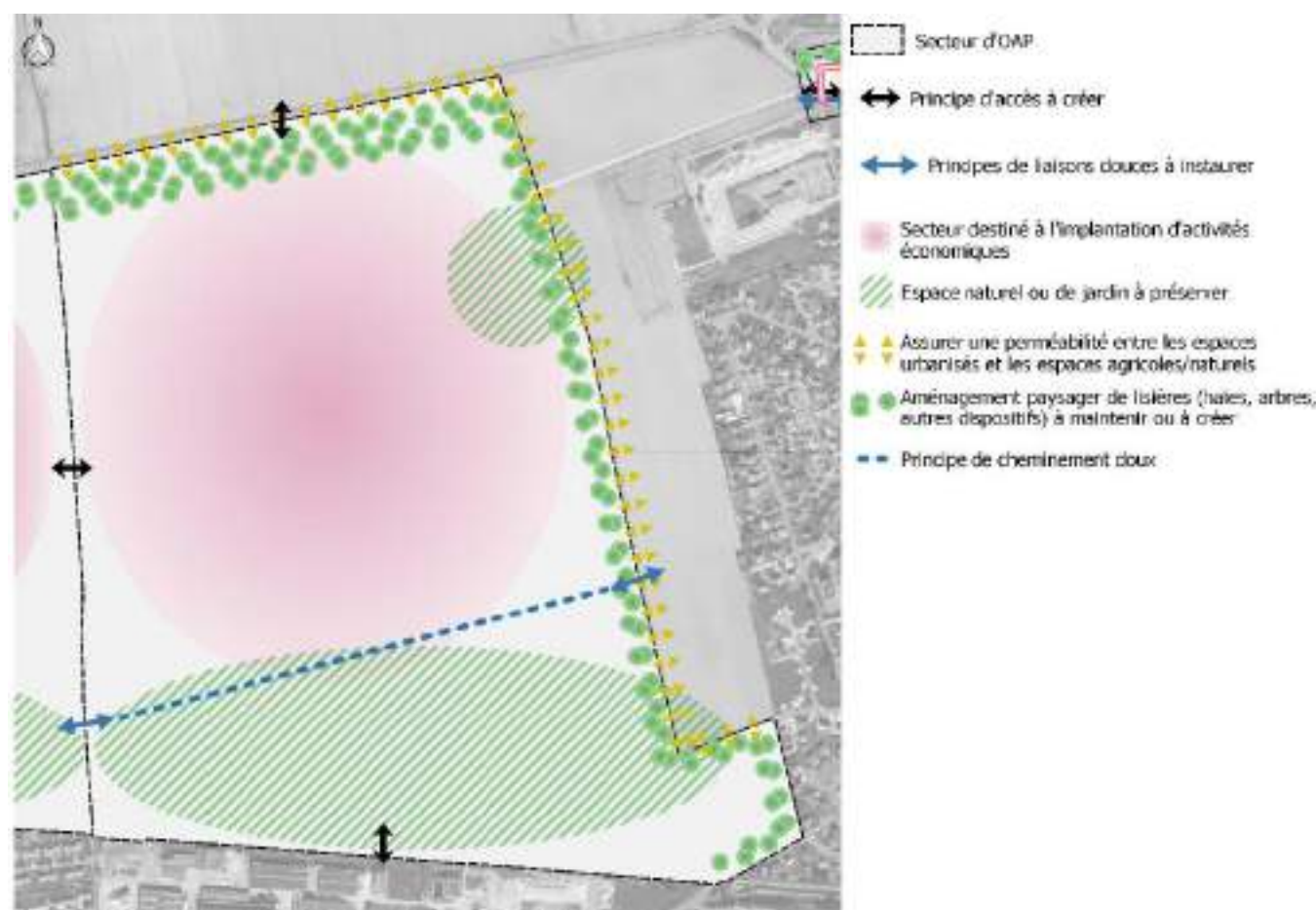
En matière de qualité environnementale, la plantation d'un arbre d'essence locale, à choisir parmi la liste annexée au document d'OAP, sera exigée sur chacun des terrains à bâtir de l'opération. Le site devra par ailleurs faire l'objet d'un aménagement renforcé sur le plan paysager pour l'ensemble de sa frange nord, de manière à favoriser une bonne intégration des futures constructions.

Les espaces non bâtis perméables représenteront au minimum 20% de la superficie de chaque terrain constructible. Les espaces laissés libres après la réalisation de l'infrastructure routière (A28/A13) seront à vocation d'activités économiques. Une zone tampon végétalisée sera réalisée sur la partie sud du site afin de préserver les futures constructions des nuisances sonores de la voie ferrée. La frange nord du site devra faire l'objet d'aménagements paysagers soignés et permettant de limiter l'impact visuel des futures constructions depuis la RD 321.

La transition entre les espaces bâtis et les milieux naturels et agricoles devra être traitée de manière à :

- Faciliter le passage et les migrations de la petite faune sauvage ;
- Participer à la préservation paysagère et de l'image renvoyée par les franges de l'espace bâti. Une attention particulière devra ainsi être portée à l'aménagement des lisières de l'opération concernées. À ce titre, il pourra être imposé la réalisation, par l'aménageur, de fossés, talus, plantations ou tout autre dispositif permettant d'atteindre cet objectif.

ii.ii. AP Chemin de la Remise



Principes d'aménagement de l'OAP – Source : PLUi-H de la Communauté d'agglomération Seine-Eure

D'une superficie de 70,4 ha, le secteur d'OAP est couvert par plusieurs servitudes d'utilité publique de type I4 (canalisations électriques) et I3 (canalisations de distribution et de transport de gaz) et par un périmètre de classement sonore, ainsi que de route à grande circulation, tous deux liés à la RD321.

L'opération à développer sur le site RD321 sera à dominante économique. Des constructions ayant une autre destination pourront être autorisées dans la mesure où elles ne constituent pas la destination principale du site et où elles sont compatibles avec la fonction économique. Il est défini les objectifs suivants.

En matière de qualité environnementale, la plantation d'un arbre d'essence locale, à choisir parmi la liste annexée au document d'OAP, sera exigée sur chacun des terrains à bâtir de l'opération. Les espaces non bâtis perméables représenteront au minimum 20% de la superficie de chaque terrain constructible.

Le site est identifié en zone de risque de remontée de nappe phréatique, les sous-sols ainsi que toute construction en excavation du sol y seront interdits. Une zone tampon végétalisée sera réalisée sur la partie sud du site afin de préserver les futures constructions des nuisances sonores de la voie ferrée. La frange nord du site devra faire l'objet d'aménagements paysagers soignés et permettant de limiter l'impact visuel des futures constructions depuis la RD 321.

La transition entre les espaces bâtis et les milieux naturels et agricoles devra être traitée de manière à :

- Faciliter le passage et les migrations de la petite faune sauvage ;
- Participer à la préservation paysagère et de l'image renvoyée par les franges de l'espace bâti.

iii. Règlement

Le secteur de projet est situé en zone AUz « Zone à urbaniser à dominante d'activités économiques » et sur sa partie ouest en zone AUzir « Zone à urbaniser concernée par le projet de liaison A28-A13 » du règlement du PLUi-H. Les dispositions générales du règlement de zonage stipulent les éléments suivants :

- Tout déboisement doit être compensé par la plantation d'arbre ;
- La création d'aires de stationnement imperméabilisées est interdite ;
- De façon générale, toutes les espèces exotiques, invasives ou exogènes sont interdites

Le règlement de la zone AUz et AUzir dépend uniquement des Orientations d'Aménagement et de Programmation qui s'y appliquent. Le règlement ne fixe pas d'attentes renforcées sur le volet énergétique sur le secteur.



Extrait du plan de zonage du PLUi-H de la Communauté d'Agglomération Seine-Eure – Source : Citadia conseil

d. Plan Climat Air Energie Territorial de Seine-Eure Agglo (PCAET)

Le lancement du PCAET en Seine-Eure a été voté par délibération le 22 février 2018. Un Plan climat Air-Energie Territorial est une démarche collective de planification, une feuille de route que se donne un territoire pour :

- Faire diminuer les consommations d'énergie de toute sorte (sobriété et efficacité énergétiques),
- Développer les énergies renouvelables en substitution aux énergies fossiles,
- Réduire les émissions de gaz à effet de serre de toute sorte,
- Améliorer la qualité de l'air extérieur,
- Favoriser l'économie locale et l'aménagement durables du territoire,
- Adapter le territoire aux effets du changement climatique.

Après les actes fondateurs que sont l'Agenda 21 et le Plan climat votés respectivement par le Conseil communautaire en 2009 et 2014, l'Agglo Seine-Eure poursuit, en 2019, son engagement dans la lutte contre le changement climatique.

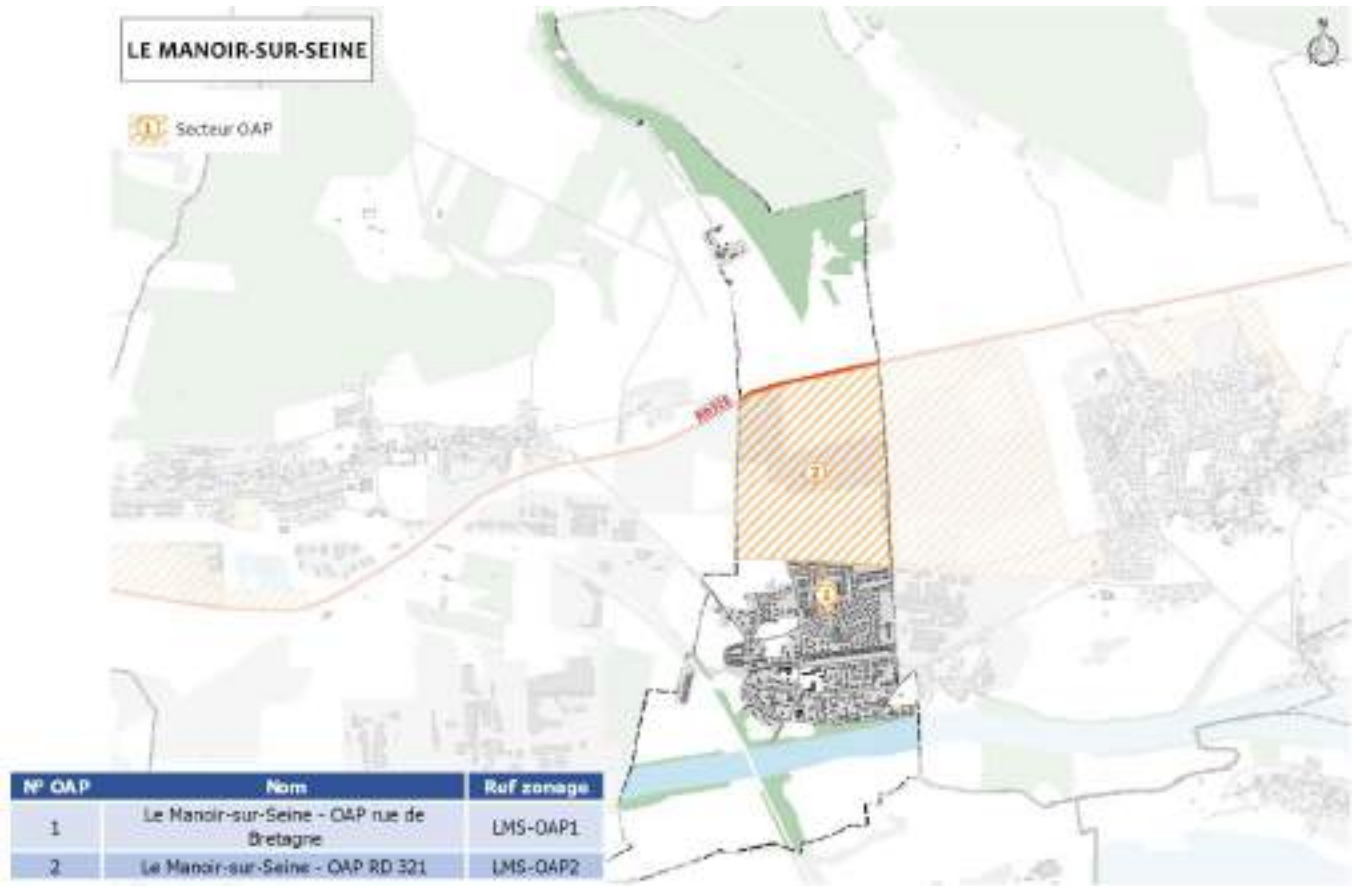
2.CONTEXTE DU SITE

2.1. Localisation du site

Le périmètre opérationnel du projet d'aménagement de la ZAC Pitres Le Manoir se trouve sur les communes de Pitres et de Le Manoir-sur-Seine, respectivement à l'ouest du centre-ville et de la partie urbanisée de Pitres et juste au nord de la partie urbanisée de la commune de Le Manoir-sur-Seine.

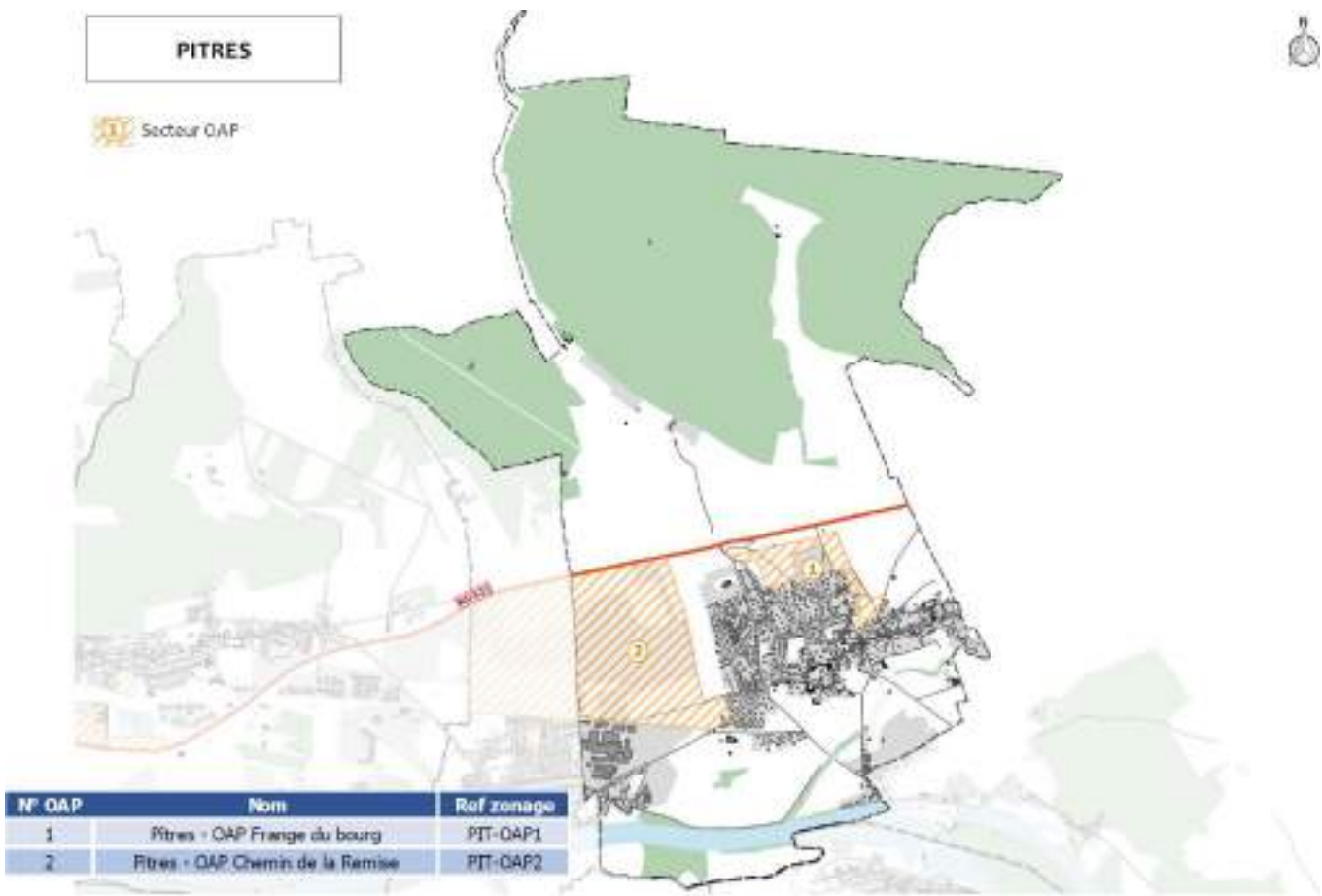
Les communes de Le Manoir-sur-Seine et de Pitres se situent sur la rive droite de la Seine en limite ouest du département de l'Eure, en Région Normandie, à environ 15 km de Rouen. Les communes de Pitres et de Le Manoir-sur-Seine accueillent respectivement 2 519 habitants et 1 278 habitants en 2017 (INSEE). Les deux communes se trouvent dans la Communauté d'agglomération Seine-Eure qui regroupe 60 communes et près de 105 400 habitants en 2019. Il s'agit de la 6^{ème} intercommunalité de Normandie en termes de population.

Le secteur de ZAC est concerné par l'OAP RD321 sur la commune de Le Manoir-sur-Seine et par l'OAP Chemin de la Remise sur la commune de Pitres, ces deux OAP représentent respectivement des superficies de 50,4 ha et de 70,4 ha.



Périmètre de l'OAP RD 321 sur la commune de Le Manoir-sur-Seine – Source : PLUi Seine Eure Agglo

L'OAP RD 321 prévoit le développement d'une opération à dominante économique. L'aménagement du secteur n'est toutefois soumis à aucune programmation, ni phasage particulier.



Périmètre de l’OAP Chemin de la Remise sur la commune de Pîtres – Source : PLUi Seine Eure Agglo

De la même manière, l’OAP Chemin de la Remise prévoit le développement d’une opération à dominante économique. L’aménagement du secteur n’est toutefois soumis à aucune programmation, ni phasage particulier.

Le périmètre de la ZAC représente les deux secteurs d’OAP combiné, soit une superficie totale de près de 120,8 ha. Il est actuellement en grande partie occupé par des carrières, dont la fin d’activité est programmée aux alentours de 2031. L’Agglomération Seine Eure entreprend donc de définir le devenir du site.

Le périmètre opérationnel correspond à l’ensemble des surfaces impactées par le projet de ZAC sur les communes de Pîtres et Le Manoir-sur-Seine.

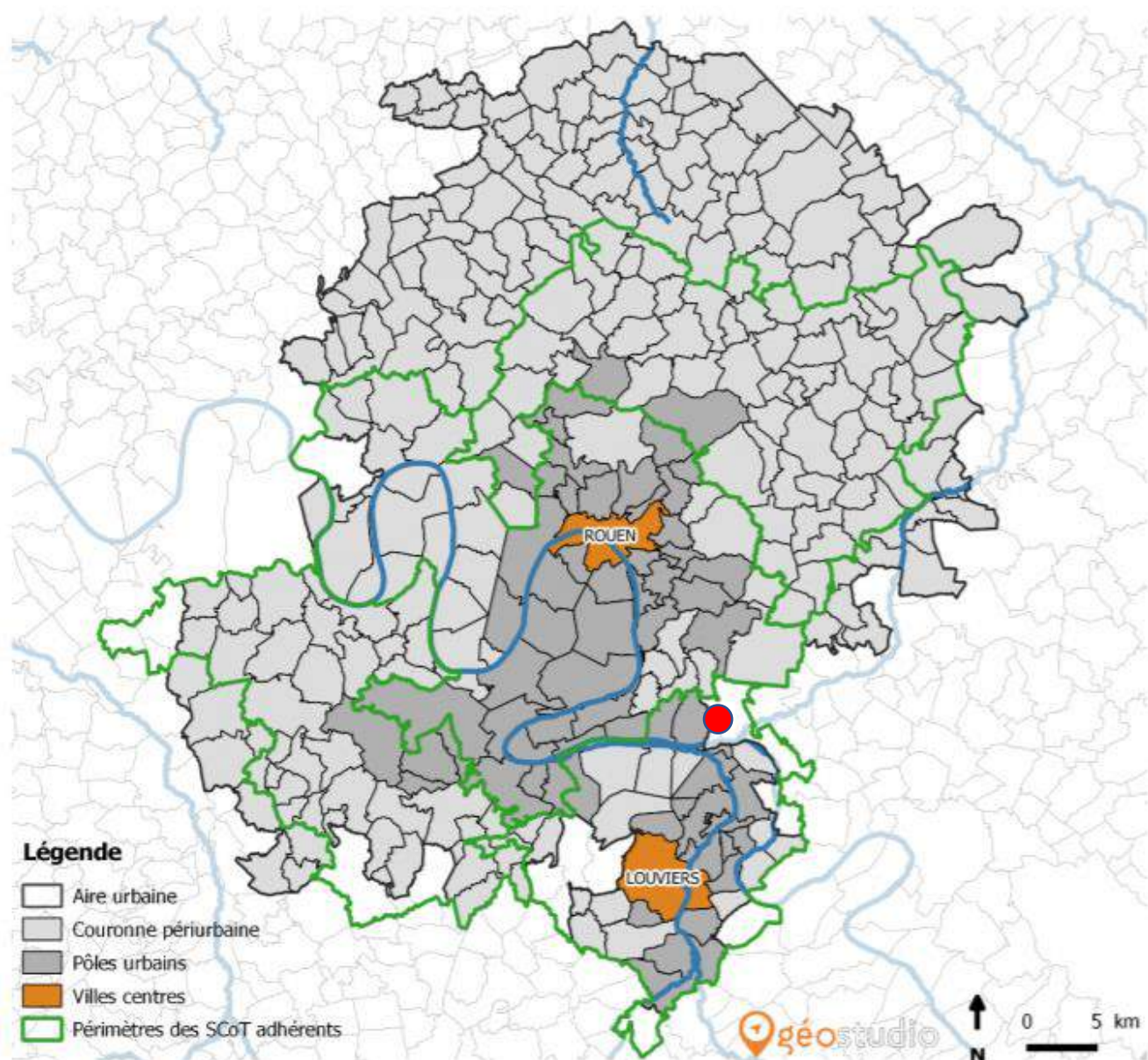
Le périmètre d’étude prend en compte une zone élargie autour du site. Il sera notamment utilisé pour l’analyse des thématiques socio-économique, paysage, faune-flore, ou encore mobilité.



Périmètre opérationnel du projet d’aménagement de la ZAC – Source : Géoportail

2.2. Le climat

Les communes de Pîtres et de Le Manoir-sur-Seine sont toutes les deux situées en région Normandie, dans le département de l’Eure.



Localisation du site de projet (en rouge), à l'échelle du bassin de vie de Rouen - Source : PLUi Agglomération Seine Eure

Elles sont soumises à un climat de type océanique dégradé, caractérisé par des précipitations faibles, des amplitudes thermiques élevées, ainsi que par des hivers moins doux que le climat océanique et des étés moins frais.

Les données suivantes correspondent aux données météorologiques de la station Météo France d'Evreux, située à une trentaine de kilomètres au sud des deux communes, qui constitue la station de référence.

- La température moyenne annuelle est de + 10,8 °C
- La température minimale annuelle est de + 3,9 °C en janvier
- La température maximale moyenne annuelle est de + 18,6 °C en juillet

La pluviométrie est modérée, avec une moyenne de 596,1 mm/an, inférieure à la moyenne nationale de 770 mm/an.

La durée d'ensoleillement moyenne est de 1611,1 h/an, inférieure à la moyenne nationale de 1800 h/an.

Le brouillard est observé en moyenne 59,6 fois par an, et les orages se rencontrent en moyenne 14,1j/an, d'avril à septembre pour l'essentiel.

Les vents dominants sont de secteur ouest/sud-ouest (entre 8 et 10 %). La vitesse des vents est comprise entre 3 et 4 m/s en moyenne.

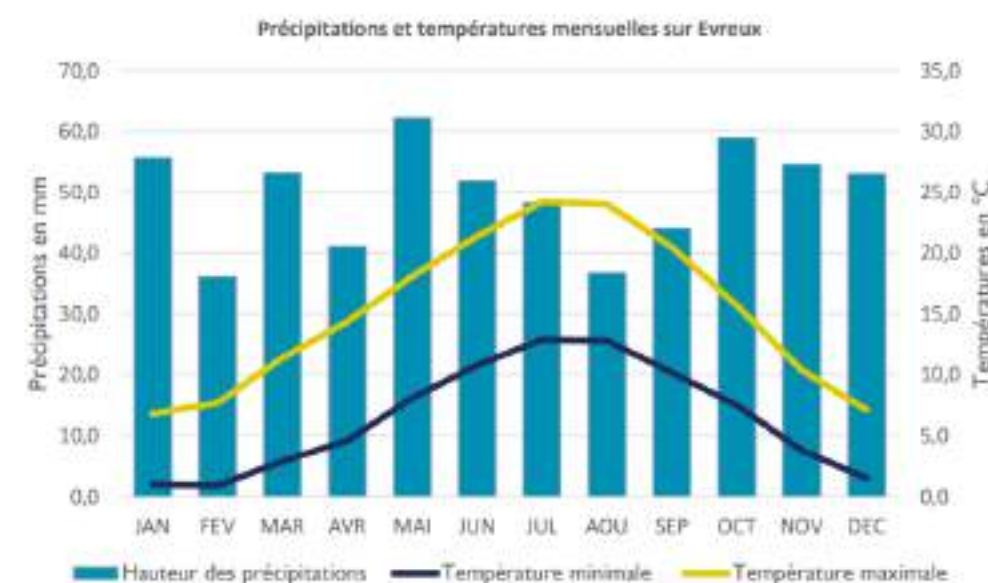


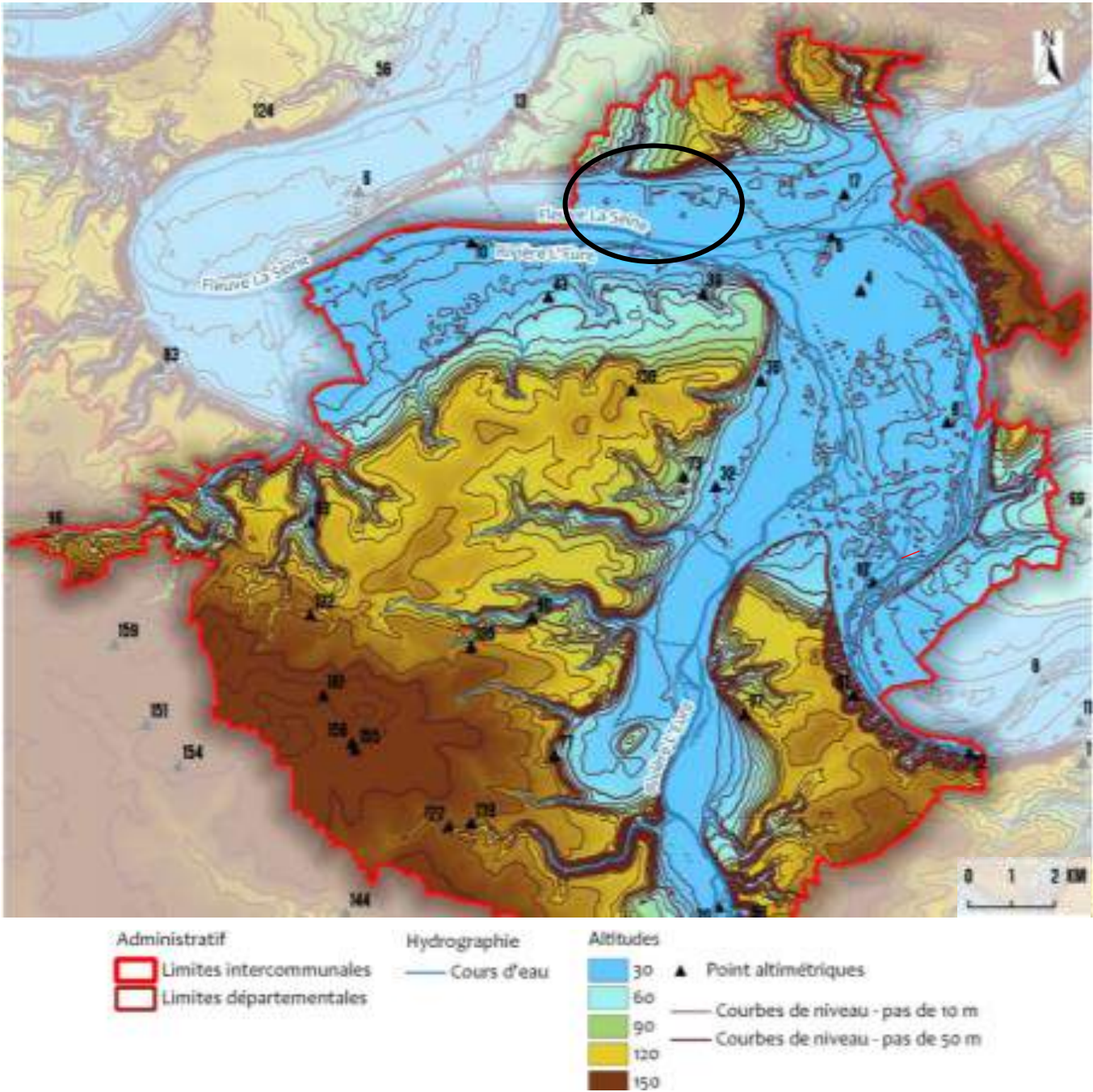
Diagramme ombrothermique de la station météorologique d'Evreux - Source : MétéoFrance, PLUi Agglo Seine Eure

2.3. Topographie

i. Contexte régional

La géomorphologie et la biogéographie du territoire de la Communauté d'Agglomération Seine-Eure se caractérise par les confluences de la Seine, de l'Andelle, de l'Eure et de l'Iton.

La carte du relief met en évidence les vallées du territoire où sont localisés les différents cours d'eau cités précédemment. L'altitude de ces zones varie entre 5 et 45 m. Les zones de coteaux sont à des altitudes intermédiaires menant aux deux plus grands plateaux du territoire (partie du Plateau du Neubourg à l'Ouest et du Plateau de Madrie au Sud-Est dans le secteur du Val d'Iton) situés à des altitudes allant de 130 à 160 m. La partie sud-ouest de l'Agglomération Seine Eure, correspondant au plateau du Neubourg, atteint l'altitude plus élevée de 160 m environ.



Relief et topographie de l'agglomération Seine Eure (Source : PLUi-H de l'agglomération Seine Eure, FranceAdminExpress, SANDRE, BDAIti75)

ii. Contexte local

Le secteur de projet s'inscrit dans la vallée de la Seine, dont les altitudes ne dépassent pas 30 m. Le nord du secteur d'étude est toutefois marqué par la présence de coteaux boisés, et le site de projet s'inscrit donc dans une pente descendant jusqu'à la Seine.

Ainsi, le profil altimétrique Nord-Sud montre une pente décroissante au sein du site, avec une altitude maximum de 30 m au niveau de la route D321, et une altitude minimale de 15 m sur le chemin de la remise, au sud. Le profil altimétrique est-ouest montre quant à lui de grands contrastes topographiques au sein du site, liés à l'exploitation des carrières.

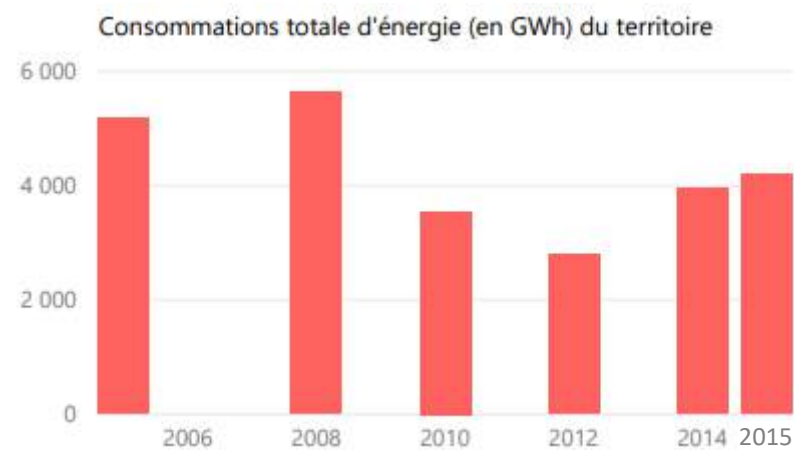


Profil altimétrique Nord-Sud (figure du haut) et Ouest-Est (Figure du bas) du secteur de projet (Source : Géoportail)

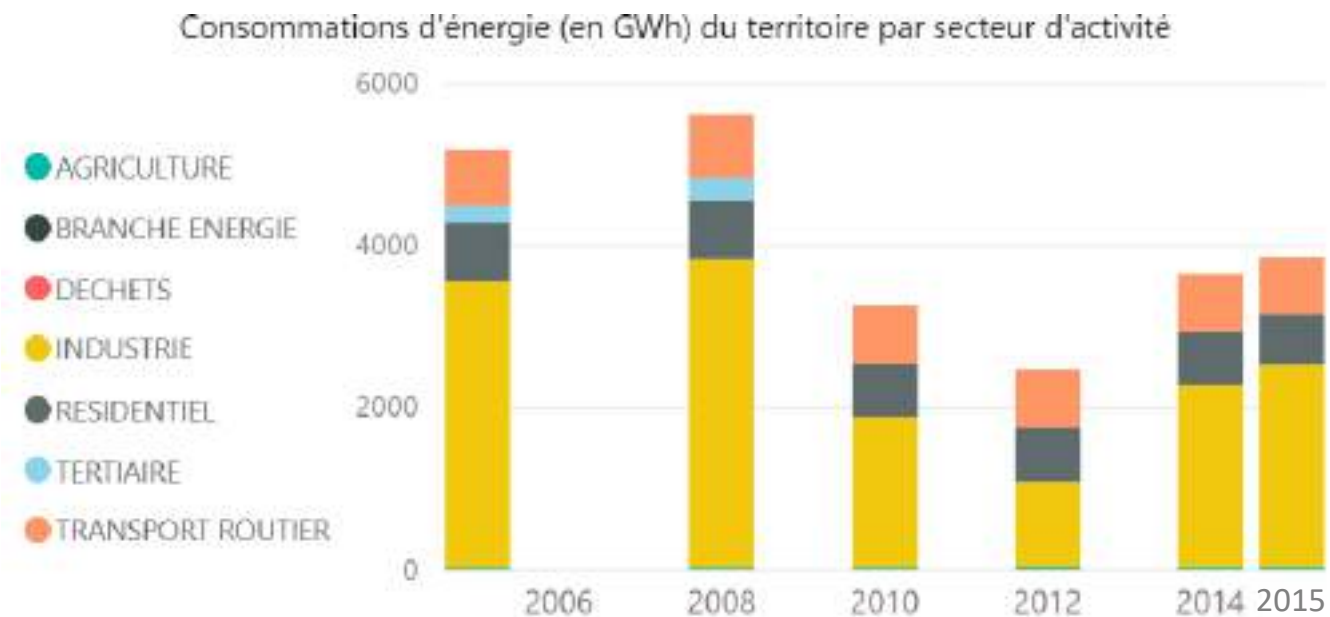
2.4. Contexte énergétique de la commune et desserte énergétique du site

À l'échelle de l'agglomération Seine-Eure, la consommation totale en énergie est de 4 194 GWh en 2015, dont environ 4% d'énergie renouvelable. Les consommations sont principalement liées à l'industrie (environ 56%), au transport routier (environ 22%) et résidentiel (environ 20%).

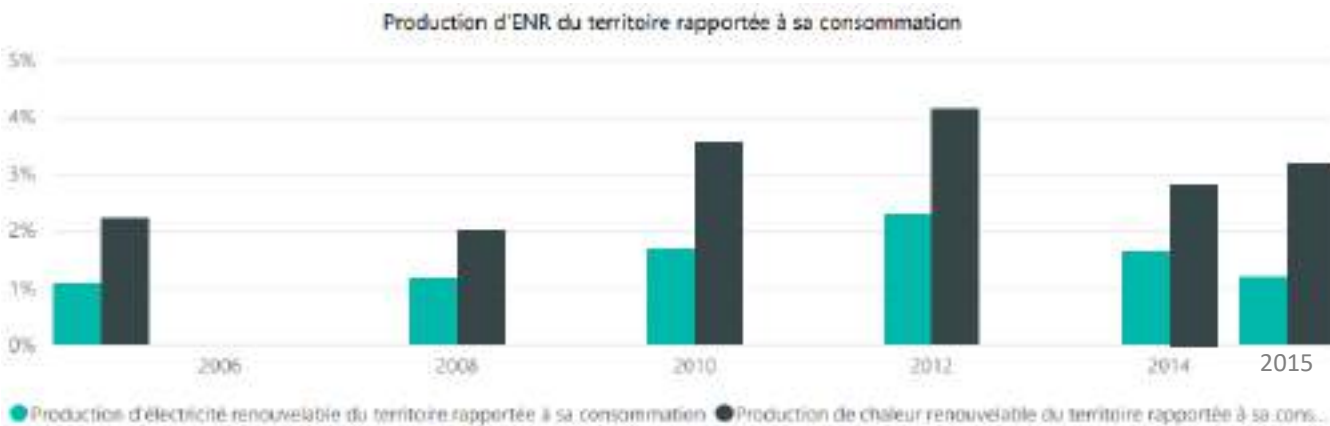
Les consommations énergétiques ont baissé d'environ 29% en 2015 par rapport à 2008. Toutefois, comme le montre les graphiques suivants, les consommations sont en augmentation depuis 2012.



Consommation totale d'énergie en GWh sur la Communauté d'Agglomération – Source : ORECAN



Répartition des consommations énergétiques par secteur sur l'agglomération Seine-Eure – Source : ORECAN



Production d'énergie renouvelable rapportée à la consommation d'énergie du territoire – Source : ORECAN

L'Agglomération a produit en 2018 près de 211 GWh en énergie renouvelable, provenant principalement du bois-énergie (142 GWh) et de l'hydraulique (50,7 GWh).

Le secteur actuellement non urbanisé génère des consommations énergétiques minimales, uniquement liées aux activités de carrière et agricole.

2.5. Programmation et organisation spatiale

Le projet d'aménagement envisage la création de 9 macro-lots, destinés à accueillir des activités économiques et de logistique, s'inscrivant ainsi dans la continuité des zones d'activités ou industrielles à proximité. La programmation est répartie de la manière suivante :

- Activités industrielles et/ou de logistiques : 5 macrolots pour une surface de 407 049 m² soit 40,7 ha ;
- PME / PMI : 4 macrolots pour une surface de 91 388 m² soit 9,1 ha.

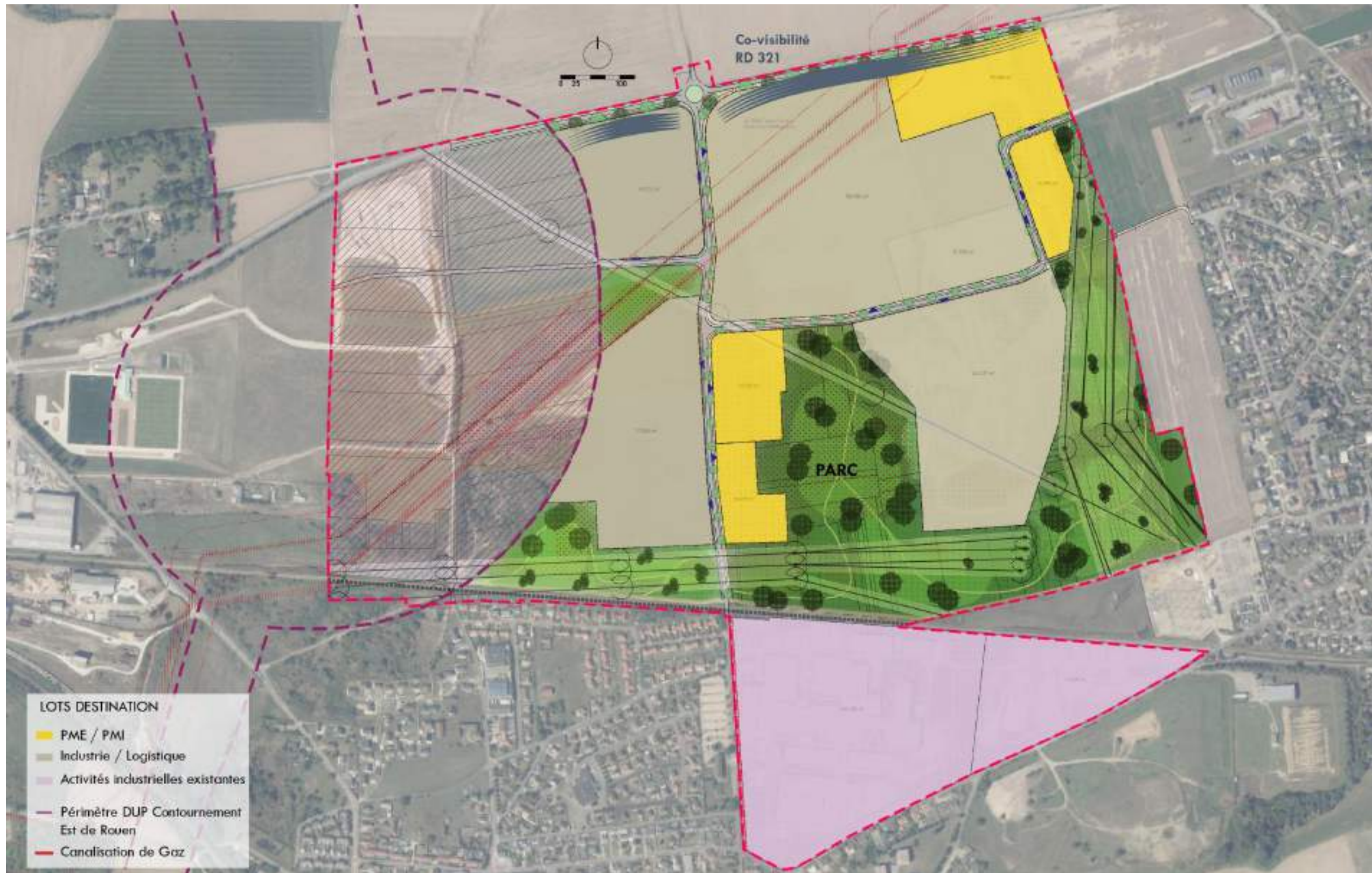
Au total, cela correspond à une surface de 498 437 m², auquel s'ajoute le macrolot des activités existantes pour une surface de 188 179 m².

La capacité totale projetée comprend 208 500 m² de SdP.

Les hypothèses retenues (hypothèses minimalistes reposant sur un retour d'expérience) étant une occupation du sol de :

- 40% maximum pour les activités de logistique et/ou d'industrie,
- 50% maximum pour les lots dédiés aux PME / PMI,
- 0% pour le secteur sud d'ores et déjà occupé par des activités industrielles existantes.

A noter que le périmètre de ZAC prend également en compte le site de Manoir Industrie. Cette activité entraîne actuellement des consommations énergétiques, ces besoins ne sont pas pris en compte dans le cadre de la présente analyse.



Plan de composition du site de projet – Source : CITADIA

2.6. Les besoins énergétiques associés

Les besoins estimés dans la présente étude seront calculés vis-à-vis de plusieurs usages :



Besoins de chauffage : il s’agit du chauffage des bâtiments construits et/ou réhabilités. Le calcul se fera de façon à s’approcher au maximum de la réalité des besoins des futurs usagers.



Besoins d’eau chaude sanitaire (ECS) : ils correspondent aux besoins d’eau chaude sanitaire pour les bâtiments construits et réhabilités. Il sera estimé en fonction du taux d’occupation et notamment de la typologie du bâtiment.



Besoins de froid : ils permettent d’étudier les besoins en refroidissement des bâtiments construits et réhabilités. Il s’agira ici de calculer, au même titre que le chauffage, un estimatif qui se rapproche au plus de la réalité.



Besoins d’électricité : ils correspondent aux besoins auxiliaires liés aux ensembles des postes ayant recours à une énergie électrique. Le calcul estimatif ne prendra pas seulement en compte les postes compris dans la Réglementation Thermique mais également les besoins électriques des différents appareils et équipements électroniques (électroménager, multimédia, etc.).

L’analyse de besoins sera étudiée suivant trois niveaux de performance énergétique pour la construction neuve afin de comparer les besoins à prendre en compte selon les niveaux de performance thermique du bâti.

A noter que comme précisé en introduction, les exigences de la RE2020 concernant les autres constructions, comme les commerces, les restaurants, les hôpitaux, les bâtiments industriels, ... ne sont pas encore connues, et seront appliquées à une date différée, dans l’attente ces constructions relèvent de la RT2012.

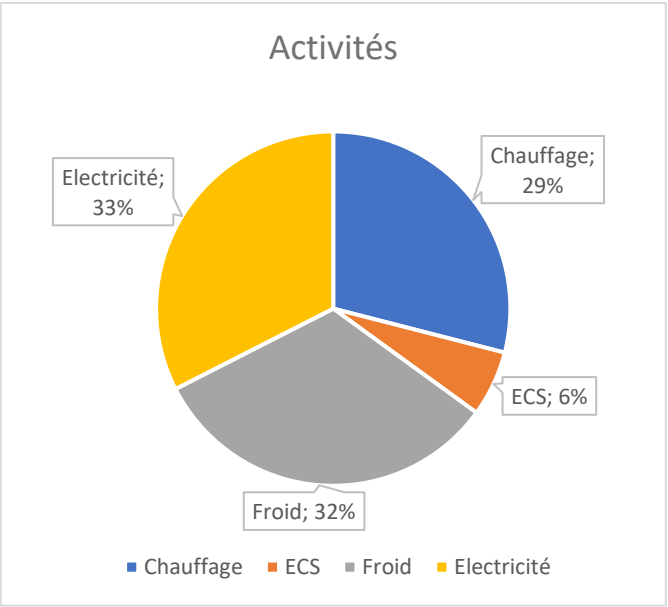
Les trois niveaux de performance étudiés dans la présente étude seront les suivants :

Niveau réglementaire / RT 2012

Il correspond au niveau de performance minimal actuel, à titre de « calibrage bas » pour l’étude.

Le calcul des besoins des nouvelles constructions se base sur des ratios de besoins utiles par m² pour des constructions respectant la RT 2012. Ces ratios, présentés dans le tableau ci-dessous, ont été estimés :

- Sur la base des données climatiques du secteur ;
- Selon la nature des bâtiments ;
- Pour les différents usages de chauffage, de production d’ECS, de refroidissement et d’électricité.



Ratios de répartition par usages de consommation

				Activités
CEP	MAX	RT	2012	120
(kWh/m²/an)				

RT2012				
Besoins	Chauffage (en kWh/m²/an)	ECS (en kWh/m²/an)	Froid (en kWh/m²/an)	Electricité (en kWh/m²/an)
Activités	34,8	7,2	39,0	39,0

Niveau ambitieux / RT 2012 - 20 %

Il correspond à un niveau équivalent aux exigences fixées par le référentiel Energie+ Carbone– pour les bâtiments neufs. Ce référentiel intègre des critères environnementaux qui complètent les exigences actuelles de performances énergétiques pour les projets de construction. Le référentiel a pour but de préparer la prochaine réglementation thermique RT 2020.

Il définit la performance du bâtiment à travers :

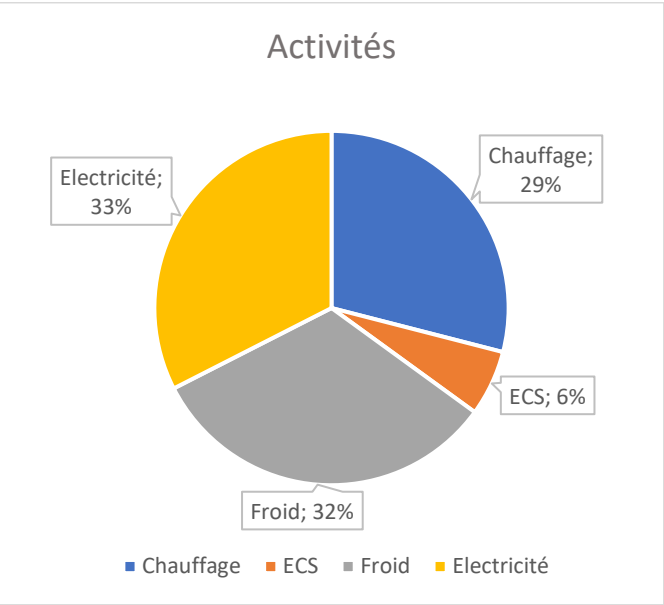
- L’évaluation son bilan énergétique sur l’ensemble des usages (bilan énergétique BEPOS) ;
- L’évaluation de ses émissions de gaz à effet de serre sur l’ensemble de son cycle de vie ainsi que pour les produits de construction et les équipements utilisés.

Les niveaux de performance possibles sont les suivants :

Niveaux de performance	Bilan énergétique		Emissions de GES	
	Energie 1	Bilan énergétique nul	Carbone 1	Empreinte carbone optimisée
	Energie 2		Carbone 2	
	Energie 3			
	Energie 4			

Les projets futurs devront mettre en œuvre un effort en termes d’efficacité énergétique du bâti et des systèmes et un recours significatif aux énergies renouvelables, qu’elles produisent de la chaleur ou de l’électricité renouvelable.

La conception optimisée des projets de construction permettra de réduire leur impact environnemental en limitant les consommations d’énergie grise.



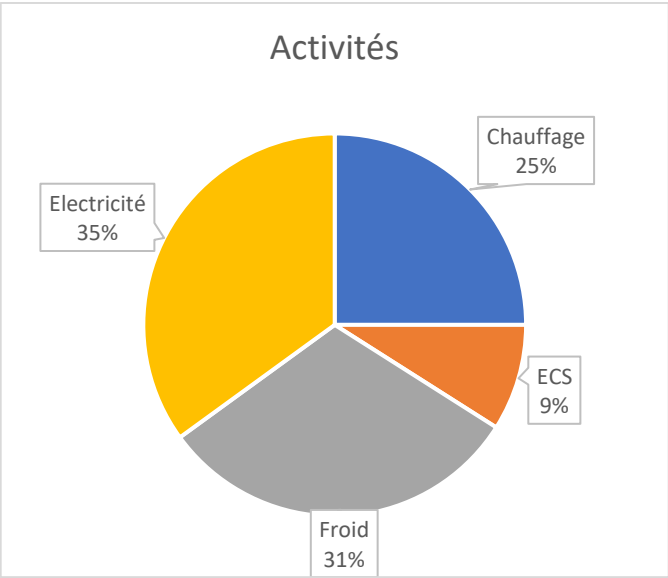
Ratios de répartition par usages de consommation

Activités	
CEP MAX RT 2012 -20% (kWh/m²/an)	96

RT2012 -20%				
Besoins	Chauffage (en kWh/m²/an)	ECS (en kWh/m²/an)	Froid (en kWh/m²/an)	Electricité (en kWh/m²/an)
Activités	27,8	5,8	31,2	31,2

Niveau exemplaire / Bâtiments passifs

Il correspond à un niveau exemplaire en comparaison avec la réglementation en vigueur. Une performance thermique de niveau passif peut permettre de réduire les besoins énergétiques de 35 à 40 % par rapport au niveau réglementaire actuel RT 2012. Une construction respectant ce niveau d’exigence permet notamment de réduire le poste des besoins de consommation liés au chauffage.



Ratios de répartition par usages de consommation :

Activités		
CEP MAX Passif (kWh/m²/an)		78

Passif				
Besoins	Chauffage (en kWh/m²/an)	ECS (en kWh/m²/an)	Froid (en kWh/m²/an)	Electricité (en kWh/m²/an)
Activités	19,5	7,0	24,2	27,3

a. Estimation des besoins énergétiques

Sur la base des différentes hypothèses précisées précédemment à l’aide de ratios selon différents niveaux d’exigences de performance thermique, une estimation des besoins énergétiques à l’échelle du secteur peut être effectuée.

Ci-après les estimations des besoins énergétiques calculées selon les différents niveaux d’exigence énergétique.

Niveaux réglementaires pour les constructions neuves / RT 2012

Besoins	Chauffage (en kWh/m²/an)	ECS (en kWh/m²/an)	Froid (en kWh/m²/an)	Electricité (en kWh/m²/an)	Surface de plancher construite (m²)	Besoins en chauffage (kWh/an)	Besoins en ECS (kWh/an)	Besoins en Froid (kWh/an)	Besoins en électricité (kWh/an)	Besoins totaux (kWh/an)	Besoins totaux (GWh/an)
Activités	34,8	2,2	39,0	39,0	208 500	7 255 800	1 501 200	8 131 500	8 131 500	25 020 000	25,02
TOTAL					208 500	7 255 800	1 501 200	8 131 500	8 131 500	25 020 000	25,02


Niveaux ambitieux pour les constructions neuves / RT 2012 -20%

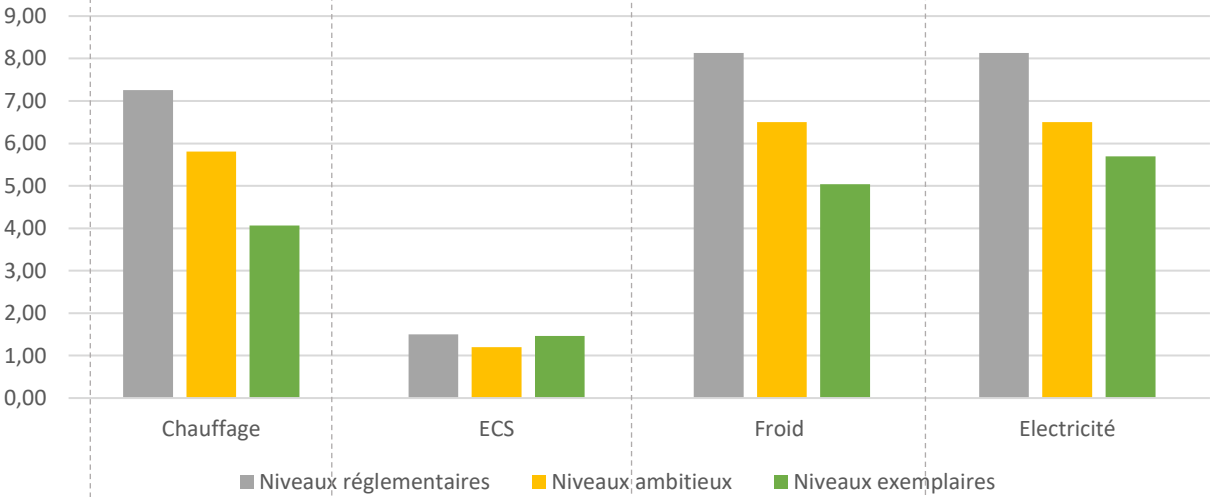
Besoins	Chauffage (en kWh/m²/an)	ECS (en kWh/m²/an)	Froid (en kWh/m²/an)	Electricité (en kWh/m²/an)	Surface de plancher construite (m²)	Besoins en chauffage (kWh/an)	Besoins en ECS (kWh/an)	Besoins en Froid (kWh/an)	Besoins en électricité (kWh/an)	Besoins totaux (kWh/an)	Besoins totaux (GWh/an)
Activités	27,8	1,8	31,2	31,2	208 500	5 804 640	1 200 960	6 505 200	6 505 200	20 016 800	20,02
TOTAL					208 500	5 804 640	1 200 960	6 505 200	6 505 200	20 016 800	20,02

Niveaux exemplaires pour les constructions neuves / Passif


Besoins	Chauffage (en kWh/m²/an)	ECS (en kWh/m²/an)	Froid (en kWh/m²/an)	Electricité (en kWh/m²/an)	Surface de plancher construite (m²)	Besoins en chauffage (kWh/an)	Besoins en ECS (kWh/an)	Besoins en Froid (kWh/an)	Besoins en électricité (kWh/an)	Besoins totaux (kWh/an)	Besoins totaux (GWh/an)
Activités	19,5	1,0	24,2	27,3	208 500	4 065 750	1 463 670	5 043 530	5 662 050	16 243 000	16,24
TOTAL					208 500	4 065 750	1 463 670	5 043 530	5 662 050	16 243 000	16,24

Comparaison des besoins énergétiques par usages de consommation selon les ambitions de performance


				
Niveaux Réglementaires	7,26 GWh	1,50 GWh	8,13 GWh	8,13 GWh
Niveaux Ambitieux	5,80 GWh	1,20 GWh	6,51 GWh	6,51 GWh
Niveaux Exemplaires	4,07GWh	1,46 GWh	5,04 GWh	5,69 GWh



Comparaison des besoins énergétiques selon les niveaux de performance étudiés

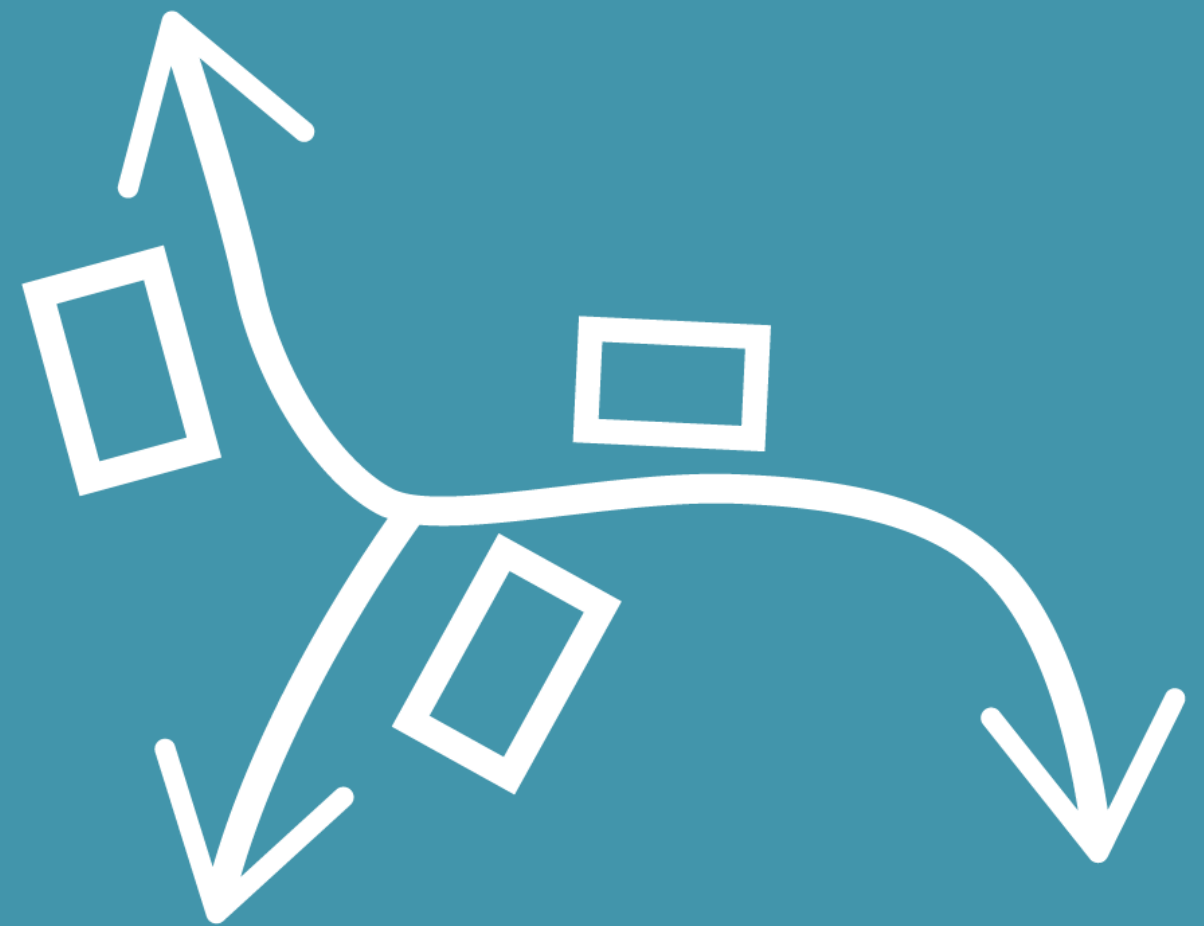
 Réglementaires : **25,02 GWh**

 Ambitieux : **20,02 GWh**

 Exemplaires : **16,26 GWh**

Sur la base de ces hypothèses, les besoins totaux en énergie du projet seront compris entre 16,26 et 25,02 GWh/an.

II. POTENTIELS DE DEVELOPPEMENT ENERGIES RENOUVELABLES



Cette partie de l'étude s'attache à présenter un large éventail de technologies recensées en matière d'exploitation des énergies renouvelables. Ces systèmes, une fois décrits dans leur fonctionnement global, sont ensuite confrontés aux contraintes et aux potentiels existants sur le secteur.

1. L'ÉNERGIE SOLAIRE

L'énergie solaire peut être valorisée à travers l'implantation de divers dispositifs :

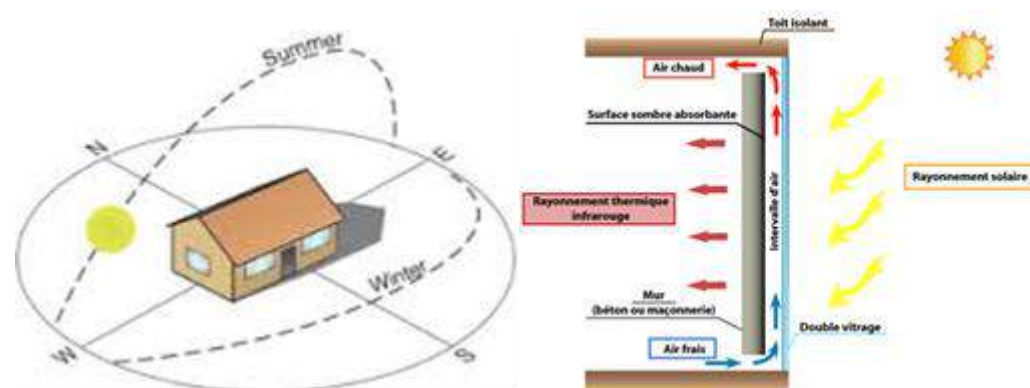
- La conception adaptée des bâtiments, qui permet d'exploiter au mieux les apports solaires pour couvrir les besoins de chauffage ;
- Les panneaux solaires thermiques peuvent être utilisés pour la production d'eau chaude sanitaire, pour le chauffage des constructions ou encore pour la production de froid. Leur fonctionnement consiste à capter la chaleur d'une partie des rayonnements solaires qu'ils reçoivent, l'autre partie étant réfléchie, et à la transférer à un fluide caloporteur ;
- Les panneaux photovoltaïques permettent de produire de l'électricité par conversion de lumière en électricité.

1.1. Solaire passif

Le solaire passif regroupe les solutions, essentiellement constructives, qui utilisent passivement l'énergie du soleil pour le chauffage des locaux en hiver. Quel que soit la conception des bâtiments, ces derniers bénéficient d'une part de solaire passif, le tout étant d'optimiser l'apport de solaire passif pour en retirer le plus de bénéfice. Afin que le recours à ce solaire passif soit pertinent, il faut pouvoir en bénéficier en hiver mais s'en prémunir en été pour éviter les surchauffes dans le bâtiment et donc des consommations de rafraîchissement plus importantes.

La démarche d'utilisation de l'énergie solaire passive peut être décrite en plusieurs étapes :

- Recul suffisant entre les bâtiments ou partie du bâtiment lui-même (patios) pour permettre un accès au soleil jusqu'aux façades des étages bas ;
- Ouverture de la façade au Sud, Est et Ouest pour profiter au maximum des apports solaires passifs par les surfaces vitrées ou grâce à des dispositifs comme un mur trombe.

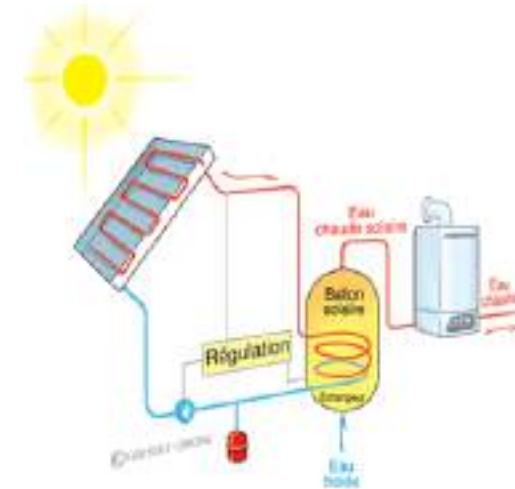


Ensoleillement des façades et mur trombe

Ces techniques de construction sont uniquement des optimisations de la conception et n'engendrent aucun surcoût particulier à l'échelle d'un projet.

1.2. Solaire thermique

a. Principe de fonctionnement



Principe de fonctionnement d'une installation solaire thermique

Le principe de fonctionnement du solaire thermique consiste à utiliser l'énergie provenant du rayonnement solaire pour la convertir en énergie thermique. Il permet de récupérer l'énergie solaire grâce à un fluide caloporteur qui circule dans les capteurs. Par l'intermédiaire d'un échangeur thermique, l'énergie est transférée dans le ballon solaire pour préchauffer l'eau de la ville. Une énergie d'appoint apporte le complément d'énergie si l'ensoleillement n'est pas suffisant. Un thermostat associé à cet appoint permet de garantir le maintien de la température de sortie de l'eau à la consigne désirée.

b. Echelle d'exploitation

Le solaire thermique est une énergie valorisable à l'échelle du bâtiment. Cette technologie est pertinente dès lors que les besoins d'ECS sont importants et stables. C'est notamment le cas pour les logements, ou pour certains équipements publics (crèches, hôpitaux, etc.). Diverses solutions techniques existent aujourd'hui que ce soit pour les maisons individuelles ou les logements collectifs :

- **Pour les maisons individuelles** : Des systèmes de production solaire optimisés sont disponibles. Ces systèmes présentent une efficacité comparable à un système de production solaire classique (jusqu'à 50% de couverture des besoins d'ECS), mais présentent moins de contraintes techniques et économiques : surface de panneaux solaire et taille du ballon de stockage réduite, et par conséquent coût d'investissement plus faible (3 000 à 3 500 euros posé fourni).
- **Pour les immeubles collectifs** : Plusieurs types de solutions sont possibles. Ces solutions couvrent jusqu'à 50% des besoins ECS du bâtiment. Le coût de revient est d'environ 1 500 euros par logements. Ces technologies sont éligibles au fonds de chaleur.

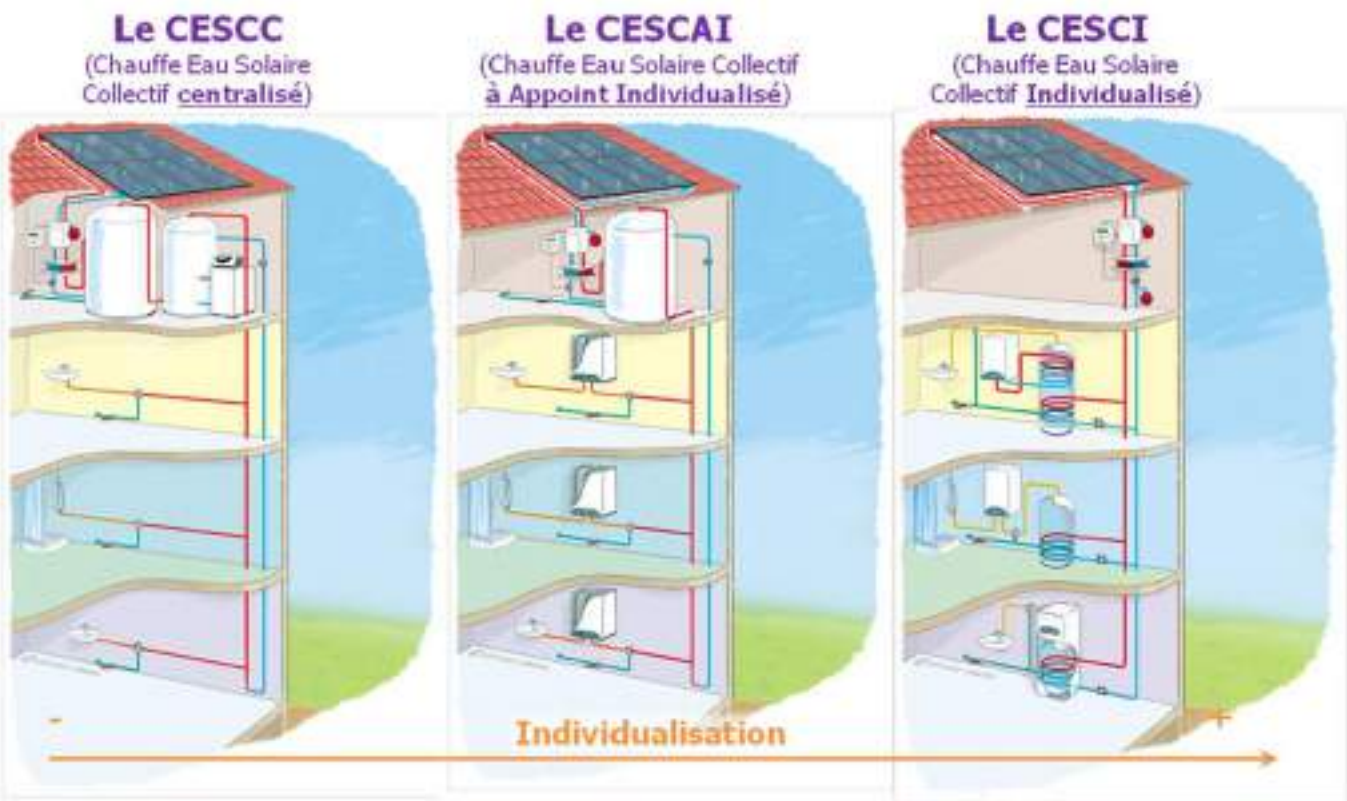


Schéma des différents types de chauffe-eau solaires

c. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Contraintes
Valorisation de l'énergie solaire (ressource gratuite, renouvelable et inépuisable)	Système seulement adapté aux bâtiments ayant des besoins importants en ECS
Système fiable nécessitant peu de maintenance	Oblige la solarisation des toitures
Fonctionnement n'émettant aucune nuisance sonore et aucun polluant	Nécessite un système d'appoint (électricité ou combustible)
Système nécessitant que peu d'énergie grise pour sa fabrication et peu d'électricité pour son exploitation	Contraintes réglementaires : panneaux devant figurer dans le permis de construire et dans les documents d'urbanisme locaux (autorisation)
Bon rapport production/investissement	

d. Coût global de la technologie

Le coût d'investissement d'une installation solaire varie selon la technologie choisie. En considérant le coût des travaux et celui des études d'ingénierie pour la conception et l'installation d'un chauffe-eau solaire collectif, le coût global s'élève (pour des bâtiments neufs) à :

- 1 500€ HT/m² pour une installation d'une taille inférieure à 50 m² ;
- 1 000€ HT/m² pour une installation d'une taille inférieure à 100 m² ;
- 800€ HT/m² pour une installation d'une taille supérieure à 100 m².

Les coûts d'installations de dispositifs de type moquette solaire sont d'environ 650 €HT/m².

Pendant la phase d'exploitation, les coûts d'entretien sont évalués à environ 300€/an pour une installation de taille supérieure à 100 m². Ils sont forfaitaires et ne dépendent pas réellement de la puissance installée.

Les temps de retour sur investissement constatés varient entre 12 et 15 ans.

e. Subvention 2021

L'ADEME subventionne les installations type panneaux solaires thermiques par le biais du « fond de chaleur ». L'aide s'adresse aux collectivités, entreprises, établissements publics et associations. Celui-ci est calculé en fonction du nombre de tonnes équivalent pétrole (TEP) évitées. Une TEP est équivalente à 11 630 kWh. Le Fond Chaleur vise à financer toute typologie de projets de production d'eau chaude collective par la chaleur solaire dans :

- Le logement collectif et, par extension, tout hébergement permanent ou de longue durée avec des besoins similaires en eau chaude sanitaire (secteur hospitalier et sanitaire, structures d'accueil, maisons de retraite...) ;
- Les secteurs Tertiaire, Industrie et Agriculture (TIA) comprenant les hôtels et hôtels de plein air à usage non saisonnier (campings utilisé au-delà des seuls mois de juillet et août), les piscines collectives, les restaurants, les cantines d'entreprises, les activités agricoles consommatrices d'ECS (laiteries, fromageries...) et les processus industriels consommateurs d'eau chaude ;
- Les opérations couplées à des Réseaux de Chaleur dont la surface solaire est inférieure ou égale à 1 500 m², afin de contribuer l'objectif d'atteindre une alimentation globale couverte par au minimum 65% d'EnR&R, et dont la contribution solaire est inférieure à 20%.

Les aides Fonds Chaleur sont octroyées « aux projets optimisés » qui répondent à un certain nombre de critères, comme notamment :

- Le projet correspond exclusivement à une (ou des) installation(s) solaire(s) thermiques(s) pour la production d'eau chaude ;
- Le projet doit obligatoirement avoir recours à l'installation de capteurs solaires thermiques vitrés à circulation de liquide certifiés (CSTBat, SolarKeymark ou équivalents) ;
- Une surface de capteurs minimum de 25 m² utiles ;
- Le respect d'une CEP (consommation d'énergie primaire) inférieure à CEPmax-15% dans le cadre d'un bâtiment neuf pour des installations de production d'eau chaude sanitaire ;
- Le projet est établi selon une étude de faisabilité conforme aux cahiers de charges de l'ADEME.

Pour toutes les installations, la productivité solaire utile ESU minimale estimée dans l'étude de faisabilité, en fonction de la zone de la métropole française, doit être supérieure à :

- 350 kWh utile/m² de capteur solaire (zone Nord) ;
- 400 kWh utile/m² de capteur solaire (zone Sud) ;

- 450 kWh utile/m² de capteur solaire (zone Méditerranée).

Dans l’objectif d’inscrire chaque projet dans une démarche de qualité (efficacité, durabilité, fiabilité), l’aide du Fonds Chaleur implique le maître d’ouvrage dans l’instrumentation et le suivi du fonctionnement de son installation solaire. Le suivi doit permettre de vérifier que l’installation produit réellement l’énergie attendue telle qu’elle a été estimée lors du dimensionnement et de faciliter la maintenance.







Les exigences suivantes doivent donc être satisfaites :

- Le suivi des performances énergétiques de l’installation solaire thermique doit être réalisé conformément aux préconisations définies dans le document Socol « suivi de production de chaleur solaire collective » et dont les résultats doivent être renseignés dans les tableaux de bord de suivi des performances fournis par l’ADEME ;
- Le maître d’ouvrage devra s’assurer de la qualité des bilans énergétiques livrés à l’ADEME ;
- Lorsque l’opération n’est pas livrée avec un contrat de performance de vente d’énergie ou de location, un contrat d’exploitation de l’installation solaire sera obligatoire et devra être fourni à l’ADEME.

D’autres aides existent également : différentes réductions en provenance de l’Etat (crédit d’impôt de 30%, taux de TVA réduit à 5,5%), de la banque (éco-prêt à taux zéro), de l’ANAH, ou encore de la région.

Depuis 2021, les technologies de Pompe à chaleur (PAC) solaire sont également éligibles à une aide à l’investissement pour la production d’eau chaude sanitaire uniquement, et les Systèmes solaires combinés (SSC) pour la production d’eau chaude et de chauffage.

f. Tableau récapitulatif

Technologie	 Productivité annuelle (en kWh/m²)	 Prix/m²	 Retour investissement	 Retour sur expérience	 Durée de vie	 Coût de l'énergie (en €/kWh)
Solaire thermique	450 à 550	800 à 1 500€	10 à 15 ans	Très bon	20 ans	0.2

1.3. Climatisation solaire

a. Présentation de la technologie

La climatisation solaire peut être utilisée pour des bâtiments tertiaires dès lors que la conception implique la mise en œuvre d’un système de rafraîchissement.

Dans le cadre de la réalisation d’un projet d’aménagement, les capteurs solaires « sous vides » sont à privilégier. Ce type de système fonctionnant à une température avoisinant les 100°C, le fluide caloporteur présent dans ce type de capteurs permet de supporter la montée en température nécessaire à l’atteinte de la température optimale. Deux systèmes (les plus courants) peuvent être envisagés :

- Les systèmes fermés à l’absorption : de l’eau glacée est produite par un groupe froid à absorption, utilisable dans une centrale de traitement d’air ou dans un réseau d’eau glacée alimentant des installations centralisées ;
- Les systèmes ouverts dans lesquels l’air est directement traité en fonction du confort souhaité.

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Contraintes
Système pouvant être couplé avec le chauffage solaire pendant l’hiver	Technique encore en phase expérimentale, voire en phase de démonstration
Fonctionnement n’émettant aucune nuisance sonore et aucun polluant	Oblige la solarisation des toitures
Système nécessitant que peu d’énergie grise pour sa fabrication et permettant d’éviter l’utilisation de l’électricité en été pour la climatisation	
Système nécessitant peu de maintenance	
Couvertures des besoins pouvant aller jusqu’à 66%	

c. Coût global de la technologie

Le coût d’investissement d’une installation de climatisation solaire est d’environ (estimation basée sur les quelques retours d’expérience de réalisations en Europe) : 1 500 € HT/m² de capteurs solaires (système à absorption avec capteurs sous vides).

Les coûts d’entretien pour la phase d’exploitation sont difficilement quantifiables, étant donné le peu de retour d’expérience. Néanmoins, les coûts de maintenance peuvent être considérés comme similaires à ceux d’un système à absorption avec des capteurs.

d. Subvention 2021

Aucune aide spécifique à la climatisation solaire n’existe actuellement. Néanmoins, les quelques projets réalisés en Europe ont bénéficié d’aides ponctuelles de l’ADEME, de l’Union Européenne et d’EDF.

e. Tableau récapitulatif

Technologie	 Productivité annuelle (en kWh/m²)	 Prix/m²	 Retour sur investissement	 Retour sur expérience	 Durée de vie	 Coût de l'énergie (en €/kWh)
Climatisation solaire	100	1 500 €	10 à 15 ans	Très mauvais	30 ans	0.18

1.4. Le solaire photovoltaïque

a. Présentation de la technologie

Le solaire photovoltaïque utilise le rayonnement solaire pour produire de l’électricité. La production peut être soit utilisée pour couvrir directement une partie des besoins en électricité des bâtiments sur lesquels sont positionnés les capteurs (système autonome) soit réinjectée dans le réseau (lorsque le système y est raccordé) ou encore stockée (système encore peu développé).

Dans le cadre de la réalisation d’un projet d’aménagement en milieu urbain, le choix de la seconde option semble plus pertinent étant donné que les systèmes autonomes sont plus rentables dans le cas d’habitations isolées (rentabilité supérieure lorsque l’électricité est réinjectée dans le réseau).

Différents systèmes et modules existent sur le marché pour la production d’électricité par photovoltaïque :

- Les modules solaires monocristallins : ils possèdent un meilleur rendement au m² (18-19%), et sont essentiellement utilisés lorsque les espaces sont restreints. Le coût, plus élevé que celui d’une autre installation de même puissance, limite le développement de cette technique.
- Les modules solaires polycristallins : actuellement, ils présentent le meilleur rapport qualité/prix et sont les plus utilisés. Ils ont un bon rendement (15-16%) et une durée de vie importante (plus de 35 ans). Ils présentent l’avantage de pouvoir être produits à partir du recyclage des déchets électroniques.
- Les modules solaires amorphes : ces modules ont un avenir prometteur car ils peuvent être souples et ont une meilleure production lorsque l’ensoleillement est faible. Le silicium amorphe possède un rendement divisé moindre par rapport aux systèmes cristallins (8%), ce qui nécessite plus de surface pour la même puissance installée. Toutefois, le prix au m² installé est plus faible que pour des panneaux solaires composés de cellules.
- Les modules solaires en couche mince : ces modules ont un rendement moyen (12%) mais des coûts de production plus faibles que les panneaux cristallins.



Module solaire polycristallin



Module solaire couche mince



Module solaire amorphe

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Contraintes
Système fiable ne nécessitant que peu de maintenance	Analyse de cycle de vie des modules peu connue actuellement
Fonctionnement n’émettant aucunes nuisances sonores et aucun polluant	Emprise au sol ou en toiture importante (4 à 5 fois plus que pour le solaire thermique)
Possibilité de décentraliser la production	Système nécessitant une grande quantité d’énergie pour sa fabrication
Un panneau photovoltaïque produit quatre fois plus d’énergie au cours de son fonctionnement qu’il n’en a utilisée pour sa fabrication	
Système nécessitant peu de maintenance	
Bilan carbone quasi-nul de la phase d’exploitation (production d’électricité non émettrice de gaz à effet de serre)	

c. Coût global de la technologie

Le coût d’investissement diminue en fonction de la puissance totale installée, mais également en fonction du cadre réglementaire. Celui-ci évoluant très vite, il est difficile de connaître avec certitude le coût d’une installation d’ici 1 à 2 ans. A titre indicatif, les coûts donnés par l’ADEME se situent dans les tranches suivantes :

- Entre 2,7 et 3,7€/HT/W pour des systèmes de puissance nominale inférieure à 10 kW, selon le niveau d’intégration au bâtiment des modules ;
- De l’ordre de 2€/HT/W pour un système de moyenne puissance supérieure à 36 kW, installé sur une grande surface de toiture (toitures commerciales, industrielles, agricoles) ;
- De l’ordre de 1,6€/HT/W pour une centrale au sol de puissance supérieure à 1 MW.

Si le choix d’exploitation de l’énergie photovoltaïque se porte sur un raccordement au réseau, le prix est différent. Ce coût n’est pas forcément proportionnel à la puissance que l’on souhaite raccorder car il dépend de la faisabilité et de la facilité du raccordement. En effet, la proximité du poste source joue considérablement sur le coût global ; ainsi une petite installation nécessitant de grands travaux pour le raccordement aura un coût bien supérieur à celui d’une installation plus conséquente mais localisée à une distance plus proche (prix évalué par ERDF lors de l’établissement de la proposition technique et financière pouvant aller de 1 000€ à plusieurs dizaines de milliers d’euros).

Le coût d’exploitation est lié principalement à la maintenance des modules (nettoyage, intervention...).

A titre d’exemple, la maintenance d’une installation d’environ 200 kWc (correspond à la puissance que le module peut délivrer dans des conditions optimales de fonctionnement -ensoleillement de 1 000 W/m² et température de 25°C) nécessite un coût d’exploitation estimé à 6 000€/an.

Le coût global et les revenus générés d’une installation photovoltaïque dépendent également du coût de rachat de l’électricité par EDF. Un arrêté relatif au tarif d’achat de l’énergie photovoltaïque a été examiné le 1er juillet 2012 par la Commission de Régulation de l’Energie instituant le réajustement (à la baisse) du tarif chaque trimestre en fonction du volume de projets déposés durant le trimestre passé.

d. Tarif de rachat

Les tarifs applicables pour les installations sur toiture dépendent de la puissance crête et du degré d’intégration au bâti des installations. Ils sont indexés chaque trimestre selon le volume de projets entrés en file d’attente au trimestre précédent.

Au-delà de 100 kWc, les tarifs sont octroyés par appels d’offres.

Le dispositif de soutien au photovoltaïque prévoit des tarifs d’achat, ajustés chaque trimestre.

Les tarifs d’achats photovoltaïques sont garantis sur une durée de 20 ans et permettent de rentabiliser l’installation de panneaux solaires photovoltaïques. Il existe plusieurs niveaux de tarifs en fonction de la nature et de la puissance de A ce jour (2^{ème} trimestre 2020), les prix de rachat en cas de vente totale de l’énergie produite et selon les technologies disponibles, sont les suivants :

Type installation	Puissance (kWc)	Tarifs (c€/kWh) du 1/04 au 30/06/2020
Intégration au bâti (avec fin de la prime IAB depuis le 30/09/18)	≤ 3 kWc	18,53 + 0,00 = 18,53 € 15,75 + 0,00 = 15,75 € fin de la prime IAB (0,00 €) depuis le 31/09/18
	≤ 9 kWc	
Intégration simplifiée au bâti (ISB)	≤ 3 kWc	18,53 €
	≤ 9 kWc	15,75 €
Non intégré au bâti ou IAB/ISB < 100kWc	≤ 36 kWc	12,07 €
	≤ 100 kWc	10,51 €

Source : les-energies-renouvelables.eu

e. Subvention 2021

Les installations qui permettent l'autoconsommation (installations de vente en surplus), sont éligibles à une prime à l'investissement. Cette prime est dégressive et variable en fonction de la puissance de l'installation. Elle est répartie sur les 5 premières années de fonctionnement.








En revanche le système de crédit d’impôts a été supprimé pour les panneaux solaire photovoltaïques depuis le 1er septembre 2014, et les prix de rachat de l’électricité produite par le photovoltaïque est en baisse au fil des trimestres.

Des primes d’investissement existent pour soutenir le développement de centrales intégrées au bâti en cas de vente partielle de l’énergie. Elles sont, à ce jour, de l’ordre de 80 à 398€/kWc selon la puissance totale de l’installation. Dans ce cas, la rémunération de l’énergie injectée au réseau varie de 6 à 10 c€/kWh et est fixée par l’arrêté du 9 mai 2017.

Tarifs de la prime à l'autoconsommation	
Prime à l'autoconsommation en euros par kWc* en vigueur pour le 1 ^{er} trimestre 2021	
Puissance de l'installation	Montant de la prime pour une installation
Inférieure ou égale à 3 kWc	380 €/kWc
Entre 3 et 9 kWc	280 €/kWc
Entre 9 et 36 kWc	160 €/kWc
Entre 36 et 100 kWc	80 €/kWc

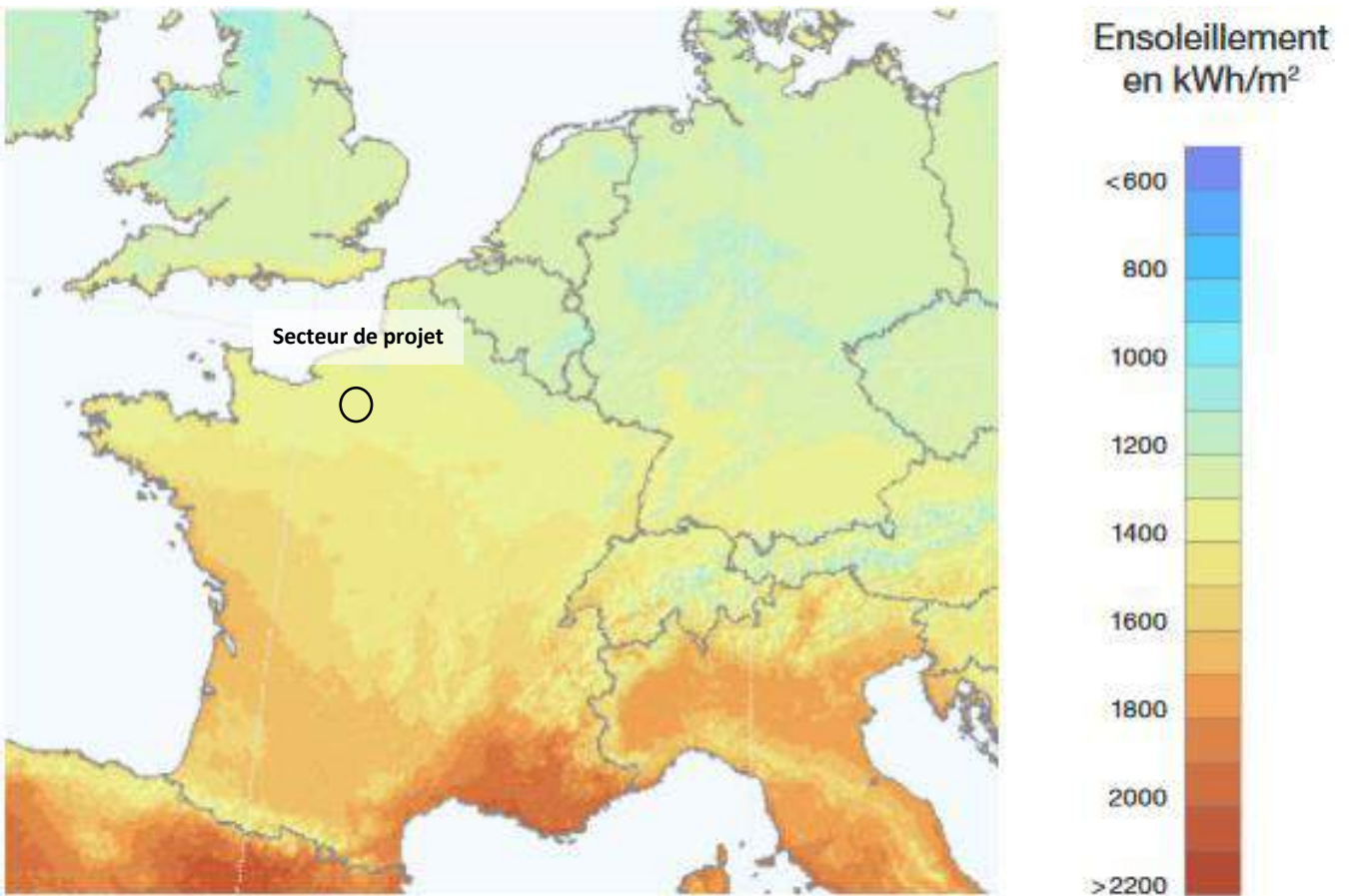
Puissance	Formule	Tarif d'achat du kWh (en €)
≤ 3 kWc	Vente totale	0,1779
	Autoconsommation	0,10
≤ 9 kWc	Vente totale	0,1512
	Autoconsommation	0,10
≤ 36 kWc	Vente totale	0,1095
	Autoconsommation	0,06
≤ 100 kWc	Vente totale	0,0952
	Autoconsommation	0,06

f. Tableau récapitulatif

 Technologie	 Productivité annuelle (en kWh/m²)	 Prix/m²	 Retour sur investissement	 Retour sur expérience	 Durée de vie	 Coût de l'énergie (en €/kWh)
Solaire photovoltaïque	150	700 à 1 000€	15 ans	Très bon	25 à 30 ans	0.23

1.5. Le gisement solaire local

À l'échelle du territoire des deux communes, la durée moyenne annuelle (période 1981-2010) d'ensoleillement est de 1 611 heures à Evreux.



Ensoleillement annuel en kWh par m² - Source : JRC-Ispira, Commission européenne

Le gisement solaire local est compris entre 1 300 et 1 500 kWh/m² par an, un potentiel local moyen, toutefois exploitable. Le secteur de projet est donc favorable à l'implantation de panneaux solaires thermiques et photovoltaïques.

Selon les technologies disponibles, une simulation à l’aide du site Tecsol permet d’estimer la production d’énergie pour des capteurs solaires installés en toiture. Les hypothèses retenues pour les simulations sont les suivantes :

- Surface de capteurs de 100 m² ;
- Orientation : 0° par rapport au Sud ;
- Inclinaison : 30° par rapport à l’horizontale.

Station Météo de référence	Elbeuf			
Latitude du lieu	49°16			
Modules PV	Générique multicristalin (Verre/Tedlar) Si	Générique monocristalin (Verre/Tedlar) Si	Générique amorphe (Verre/Tedlar) Si	Générique Si CdTe (Verre/Tedlar)
	Puissance 172 Wc	Puissance 217 Wc	Puissance 90 Wc	Puissance 75 Wc
Orientation	0 ° / Sud			
Inclinaison	30 ° / horizontale			
Surface utile	99 m²			
Puissance crête	11,4 kWc	14,3 kWc	5,9 kWc	10,3 kWc
Total énergie (kWh/an)	10 230	13 078	5 403	9 504
Total CO2 évité (kg/an)	3 683	4 708	1 945	3 421
Productivité (kWh/kWc.an)	901	913	910	925

Production énergétique pour différents types de modules photovoltaïques. Source : Tecsol

Sur le site, 100 m² de panneaux solaires permettraient donc de produire entre 5 403 et 13 078 kWh/an, selon la technologie choisie.

Le temps de retour sur investissement varie de 15 à 20 ans selon le type de panneaux solaires installés. Cette technologie est donc envisageable pour le projet, notamment si des toitures de superficie importante sont prévues.

2.L'ENERGIE EOLIENNE

2.1. Le grand éolien et le petit éolien

a. Présentation des technologies

Le grand éolien désigne les aérogénérateurs dont la puissance est comprise entre 1 500 kW et 2 500 kW et d'une hauteur en général supérieure à 50m. Ils sont destinés à la production d'électricité pour le réseau. Deux types de technologies peuvent être utilisés :

- Les grandes éoliennes à axe horizontal : ce sont les plus répandue et elles se caractérisent par une dimension de plus en plus imposante (ne fonctionnent pas dans des conditions particulières de vitesse de vent) ;
- Les grandes éoliennes à axe vertical : plus petites que les précédentes, elles ont l'avantage de pouvoir fonctionner dans des conditions climatiques plus défavorables.



Eoliennes à axe vertical et horizontal

Le petit éolien correspond à des éoliennes dont la puissance varie entre 0,1 et 36 kW et leur mât mesure entre 10 et 35 mètres.



Description de l'emprise au sol d'une éolienne de 2,5 MW – Source : Theolia France

b. Atouts et contraintes

Atouts	Faiblesses
Capacité de production importante	Production variable selon le vent
	Potentiel dépendant de l'environnement (v supérieur à 4.5 m/s)
Installation nécessitant peu d'emprise au sol (peut-être mutualisée avec des champs agricoles)	Contrainte d'implantation forte (aucune éolienne à moins de 500 m des habitations)
Faible en énergie grise	Nécessite une étude de vent in-situ
Très bon rapport production/investissement, retour énergétique (fabrication/production) sur leur durée de vie de l'ordre de 80 = temps de retour énergétique de quelques semaines à quelques mois)	Contraintes environnementales, aéronautiques et paysagères élevées (Impact visuel, brouillage des radars, nuisances sonores à proximité directe et impact potentiel sur la faune et la flore...)

c. Coût global de la technologie

Le coût d'investissement moyen d'une grande éolienne est d'environ 1 300 à 1 500 €/kW installé, comprenant :

- Le coût du matériel ;
- Le raccordement ;
- L'installation ;
- Les études préalables ;
- Le démantèlement en fin de vie.

Le coût annuel d'exploitation d'une grande éolienne équivaut à environ 2 à 3% du coût d'investissement. Pour une éolienne de 2 000 kW, cela représente :

- Un investissement de 2,8 M€ ;
- Un cout d'exploitation de 70 000 € annuels.

Le coût global et les revenus générés d'une installation éolienne dépendent également, comme pour le photovoltaïque du coût de rachat de l'électricité. La France a choisi de soutenir le développement de l'éolien par la mise en place d'une obligation d'achat de l'électricité produite à partir de l'énergie éolienne. Ce tarif est particulièrement favorable au grand éolien en revanche, il ne s'applique pas vraiment aux caractéristiques du petit éolien qui pourtant connaît des coûts d'installation et de production plus élevés. Le tarif de rachat de l'énergie éolienne fixé par l'arrêté du 10 juillet 2006 est d'environ 8,2 c€/kWh pour les dix premières années (suivant l'année de mise en service); et entre 2,8 et 8,2 pour les cinq années suivantes (il est fixé en fonction de la durée annuelle de fonctionnement de référence.

Le temps de retour sur investissement constaté varie de 8 à 10 ans selon le type d'installation.

d. Subvention 2021

Le contrat doit être conclu pour 15 ans avec le fournisseur d’électricité (après cette période l’électricité peut continuer à être revendue mais au tarif normal de l’électricité du réseau).

Durée annuelle de fonctionnement de référence (quotient de l’énergie produite pendant une année par la puissance maximale installée)	TARIF des 10 premières années c€/kWh	TARIF des 5 années suivantes c€/kWh
2 400 heures et moins	8.2	8,2
3 600 heures et plus	8.2	2,8

Tarif de rachat de l’électricité produite par l’énergie éolienne, arrêté du 14 décembre 2016

Depuis 2016, le tarif de rachat est fixé à 8.4 c€/ kWh pendant les 10 premières années puis entre 2.8 et 8.2 c€/ kWh pendant les 5 années suivantes (déterminé selon le nombre d’heures de production/an).

Pour l’achat en 2021 d’une installation éolienne, il n’est plus possible de bénéficier d’un crédit d’impôt de 30 %, ayant été supprimé le 1 janvier 2016. Toutefois, il est possible de bénéficier d’une TVA à 10% pour l’achat du matériel et son installation si le logement pour lequel sont réalisés les travaux est achevé depuis plus de deux.

Pour les collectivités, l’installation peut être éligible à une subvention de la région Île-de-France de l’ordre de 30% du montant TTC du projet plafonné à 2 millions d’euros, à travers l’appel à projet Production d’électricité renouvelable.

Sur un territoire en régime rural d’électrification, le projet peut recevoir des aides du FACE (Fonds d’Amortissement des Charges d’Electrification) ou de l’ADEME, par l’intermédiaire du syndicat d’électrification et parfois de la commune. Le montant de ces aides peut atteindre au maximum 95 % des dépenses.

e. Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en GWh)	Prix/ MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l’énergie (en €/kWh)
Grand Eolien	1,5 à 5	1,6 à 2 M€	10 ans	Très bon	20 ans	0,075

2.2. L’éolien urbain

a. Présentation de la technologie

Le petit éolien, ou éolien domestique, désigne les éoliennes de petites et moyennes puissances (de 100 watts à environ 20 kilowatts) montées sur des mâts de 5 à 20 mètres, elles peuvent être raccordées au réseau ou bien autonomes en site isolé. Certaines éoliennes sont de très petite taille, avec pour objectif de pouvoir les installer sur les toitures terrasses des immeubles d’habitation dans les villes, ou sur les toitures des immeubles industriels et commerciaux, dans des gammes de puissances allant de quelques kW à quelques dizaines de kW.



Eoliennes urbaines

Leur vitesse de rotation est faible et indépendante de la vitesse du vent. Leur puissance varie linéairement avec la vitesse du vent (entre 5 km/h jusqu’à plus de 200 km/h) sans nécessiter la « mise en drapeau » des éoliennes à pales. Elles peuvent être à axe horizontal ou vertical.

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Aucune variation de fonctionnement selon le vent	Production faible et intermittente
Intégration facile dans le paysage, nuisance sonore peu importante et aucun rejet de gaz à effet de serre	Technologie nouvelle avec peu de retours d’expériences engendrant un coût d’investissement important
Installation sur les espaces bien exposés et souvent non utilisés (proximité des voies de circulation, toit...)	Nécessite une étude de vent in-situ
Large plage de fonctionnement	
Faible en énergie grise	

c. Coût global de la technologie

Le marché peu développé des éoliennes urbaines rend difficile l’estimation du coût global (installation et maintenance). Selon le site urbawind.org et les premiers retours d’expérience, le coût d’investissement serait pour une petite éolienne à axe horizontal de 7 000 à 10 000 €/kW et pour une petite éolienne à axe vertical de 10 000

à 25 000 €/kW (fabrication et matériaux). Le coût d'installation serait évalué entre 2 200 et 2 900 €/kW et le raccordement à environ 1 000 €/kW (prix dépendant du modèle de l'éolienne).

Pour la phase d'exploitation, le coût de la maintenance serait de l'ordre de 200 à 850 €/an auxquels s'ajoute le coût de changement de certains matériels tels que l'onduleur (environ 1 000 €).

Le temps de retour sur investissement constaté varie de 60 à 140 ans selon le type d'installation.

d. Subvention 2021

Le Crédit d'Impôt pour la Transition Énergétique (CITE) autorise les particuliers à répercuter jusqu'à 75% du coût de leur rénovation énergétique directement sur leurs impôts en fonction de conditions de ressources. Ce crédit d'impôt peut être demandé pour les travaux suivants :

- Remplacement de fenêtres en simple vitrage par des fenêtres en double vitrage
- Équipement de chauffage ou de production d'eau chaude sanitaire fonctionnant au bois, énergie solaire ou autre biomasse
- Pompes à chaleur autre que air/air
- Diagnostic de performance énergétique, quand il n'est pas obligatoire (1 par logement par période de 5 ans)
- Matériaux d'isolation thermique (hors fenêtres ou portes)
- Dépose d'une cuve à fioul
- Installation d'une VMC à double flux
- Système de charge d'un véhicule électrique.

Il n'est donc plus à l'ordre du jour en ce qui concerne l'installation d'éoliennes, quel que soit leur potentiel énergétique. Il en est ainsi de même pour l'Éco-prêt à taux zéro, un crédit à taux d'intérêt nul bien pratique ordinairement destiné aux propriétaires voulant rénover leur logement.

De manière générale l'ADEME supprime progressivement ses aides à l'éolien pour des raisons qui lui sont propres : difficiles d'accès en milieu urbain et produites majoritairement à l'étranger, les éoliennes intéressent peu l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie qui préfère se rabattre sur des solutions plus sûres comme le photovoltaïque, les pompes à chaleur, ou plus simplement les travaux classiques d'isolation.

Seule la TVA à taux réduit de 10% est encore d'actualité.

e. Potentiel éolien local

La productivité d'une éolienne qu'elle soit grande ou petite, verticale ou horizontales, dépend de la vitesse du vent. Pour commencer à fonctionner, sa vitesse ne doit pas être inférieure à 4m/s, une vitesse trop forte en revanche suspendra le fonctionnement de l'éolienne (vitesse maximum dépendant du type d'éoliennes), arrêtant la production d'électricité.

2.3. Gisement éolien local

D'après le Schéma Régional Éolien de Normandie, le relief, l'importante des surfaces de forêts, tout comme les servitudes liées au cône d'envol de la base aérienne d'Évreux, empêchent l'implantation de parcs éoliens sur une grande partie du territoire. Ainsi, seule une Zone de Développement Éolien, nommée « Plateau du Neubourg »,

est en partie située sur le territoire de l'Agglomération Seine-Eure. Elle concerne tout ou partie des communes de la Haye-Malherbe, Crasville, Surville, Quatremare, le Mesnil- Jourdain et Surtauville. **Le secteur de projet n'est donc pas identifié comme favorable pour le développement du grand éolien.**

Il pourrait toutefois être envisagé de développer des éoliennes urbaines sous réserve de compatibilité avec les formes urbaines prévues.

3. L'ÉNERGIE GEOTHERMIQUE

Le principe consiste à extraire l'énergie géothermique contenue dans le sol pour l'utiliser sous forme de chauffage ou pour la transformer en électricité. Il existe un flux géothermique naturel à la surface du globe, mais il est si faible qu'il ne peut être directement capté. En réalité on exploite la chaleur accumulée, stockée dans certaines parties du sous-sol (nappes d'eau).

Selon les régions, l'augmentation de la température avec la profondeur est plus ou moins forte. Ce gradient géothermique varie de 3 °C par 100 m en moyenne jusqu'à 15°C ou même 30°C. La plus grande partie de la chaleur de la Terre est produite par la radioactivité naturelle des roches qui constituent la croûte terrestre : c'est l'énergie nucléaire produite par la désintégration de l'uranium, du thorium et du potassium.

Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la géothermie présente l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques (soleil, pluie, vent). C'est donc une source d'énergie quasi-continue car elle est interrompue uniquement par des opérations de maintenance sur la centrale géothermique ou le réseau de distribution de l'énergie. Les gisements géothermiques ont une durée de vie de plusieurs dizaines d'années.

3.1. Haute énergie

Utilisation des sources hydrothermales très chaudes, ou forage très profond.

Principale utilisation : la production d'électricité.

La géothermie haute énergie, ou géothermie profonde, appelée plus rarement géothermie haute température est une source d'énergie contenue dans des réservoirs localisés à plus de 1500 mètres de profondeur et dont la température est supérieure à 80°C.

Ce type de ressource est géographiquement très localisé.

Un tel contexte ne se retrouve pas en Région Île-de-France. La production d'électricité par géothermie haute énergie n'est donc pas pertinente.

3.2. Basse énergie

Consiste en l'extraction d'une eau chaude (entre 50 et 90°C) dans des gisements situés entre 1500m et 2500m de profondeur. Le niveau de chaleur est directement adapté au chauffage des bâtiments.

Principale utilisation : les réseaux de chauffage urbain.

En France, plus de 30 réseaux de chaleur urbain sont alimentés par géothermie profonde type « Basse énergie ». En particulier en région parisienne, l'eau de l'aquifère profond du Dogger (Jurassique) est captée à environ 2 000 mètres de profondeur à une température comprise entre 60 et 80°C.



Carte du gisement géothermique en France- Source : BRGM

Le meilleur aquifère (Trias inférieur) représente un potentiel géothermique faible au niveau du site. La mise en place d'un forage avec une profondeur importante (> 2000m) s'avèrerait alors nécessaire.

La mise en œuvre d'un forage de ce type se fait généralement dans le cadre de projets d'ampleur considérable (environ 5 000 équivalents logement). Comme cela a été le cas lors de la réalisation de l'EcoQuartier Boule/Sainte-Geneviève en région Ile-de-France. **Ce n'est pas le cas sur le site du projet étudié.**

3.3. Très basse énergie

a. Pompe à chaleur (PAC) sur eau de nappe

Cela concerne les aquifères peu profonds dont les eaux présentent une température inférieure à 30°C. Dans ce cas, la chaleur provient non pas des profondeurs de la croûte terrestre, mais du soleil et du ruissellement de l'eau de pluie, le sol du terrain jouant un rôle d'inertie thermique. La température étant très basse, elle doit être utilisée avec une pompe à chaleur pour atteindre des températures supérieures adaptées au chauffage des bâtiments.

La pompe-à-chaleur permet de prélever la chaleur basse température dans l'eau (boucle primaire) et de la restituer à plus haute température dans un autre milieu via un fluide caloporteur (boucle secondaire).

Le système est basé sur la réalisation d'un doublet de forages : un forage de prélèvement et un forage de réinjection. Ainsi, l'intégralité des volumes prélevés sont réinjectés dans l'aquifère. Il n'y a donc aucun impact quantitatif sur la ressource en eau, à partir du moment où les températures de réinjection dans l'aquifère sont respectées. Par inversion de cycle, certaines pompes-à-chaleur sont réversibles et peuvent produire alternativement du chaud et du froid selon les saisons.

Ce dispositif consomme de l'énergie électrique pour faire fonctionner le compresseur, 1 kWh d'énergie électrique consommée peut fournir 3 à 5 kWh d'énergie utile en fonction de la performance de la pompe-à-chaleur. Cette performance est mesurée au travers d'un COP (Coefficient de performance) en mode de production de chaud et d'un EER (Coefficient d'efficacité frigorifique) en mode de production de froid.

Ce mode de production de chaud et de froid à partir de géothermie très basse énergie est utilisé pour le chauffage et le rafraîchissement ainsi que la production d'Eau Chaude Sanitaire pour les maisons individuelles mais également les logements collectifs et bâtiments tertiaires.

Les forages sur eau de nappe sont soumis aux procédures de déclaration et d'autorisation préalables au titre de la « Loi sur l'Eau », selon les volumes annuels prélevés dans la nappe.

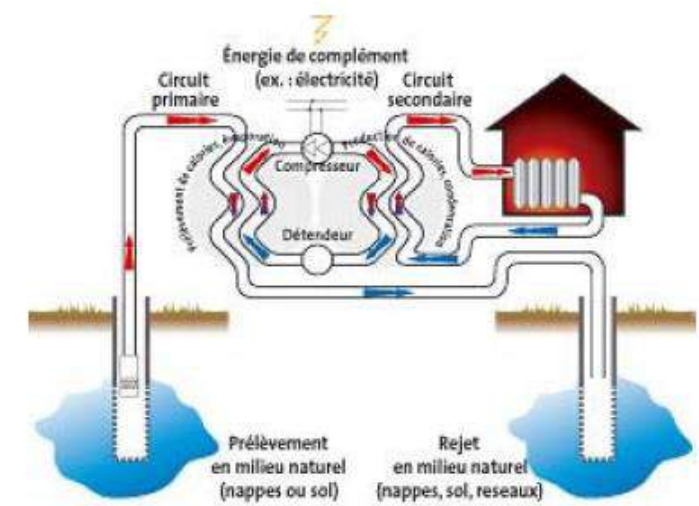


Schéma de principe de fonctionnement d'une pompe à chaleur sur eau de nappe

b. Sondes géothermiques

La géothermie très basse énergie peut également exploiter la chaleur du sous-sol par l'installation de capteurs peu profonds horizontaux ou verticaux faisant circuler un fluide caloporteur en circuit fermé. Ces installations nécessitent également l'utilisation d'une pompe à chaleur fonctionnant à l'électricité.

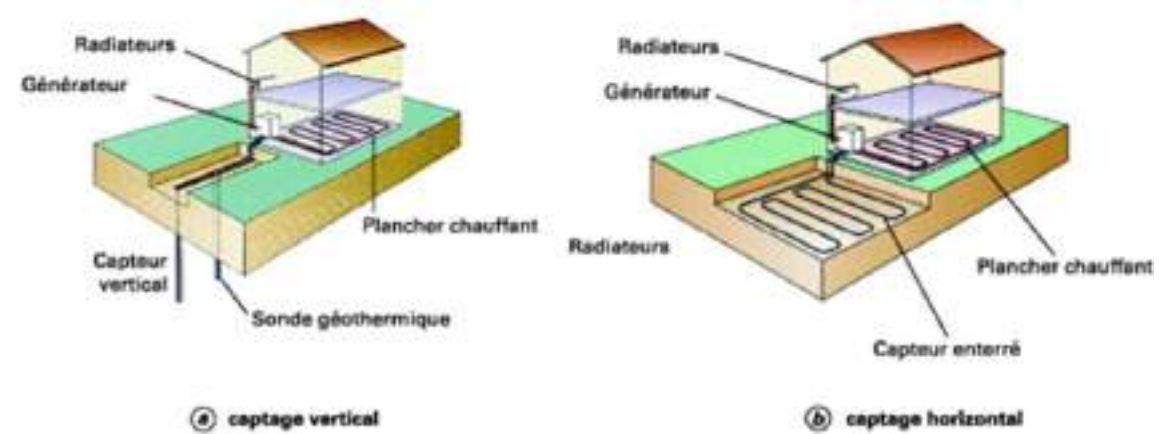


Schéma de principe des sondes géothermiques verticales ou horizontales

Ce dispositif permet de ne pas avoir à mobiliser l'eau des aquifères. De plus, les sondes géothermiques sont moins impactantes pour la stabilité des sols que les prélèvements sur eaux de nappe.

Le coût est d'environ 70 €HT / m linéaire (incluant les frais de raccordement). Il faudra cependant ajouter en plus le coût de la pompe-à-chaleur.

c. Pieux géothermiques

Dans le cadre de la construction de bâtiments nécessitant des pieux à grandes profondeurs, il est possible d'utiliser ces structures en béton pour capter l'énergie thermique du sol. Les capteurs sont alors installés au cœur des fondations.

d. Atouts et contraintes de la technologie géothermie sur aquifères

Atouts	Faiblesses
Production constante toute l'année	Nécessite l'installation d'une PAC (consommation d'énergie primaire, électricité ou gaz)
Energie complètement renouvelable	Investissement très important pour la deuxième et troisième technologie (forages des sondes verticales)
Installation faible en émission de gaz à effet de serre (seulement issue de la PAC)	Phase chantier pour les forages peut engendrer des nuisances sonores pour les riverains
	Nécessite une grande superficie pour les phases construction et exploitation
	Réglementation très contraignante concernant le prélèvement de l'eau dans le cas d'un tirage sur aquifère servant à l'eau potable (qualité de l'eau...)

e. Coût global de la technologie géothermie sur aquifères

Le coût d'un forage seul (hors équipements, réseaux, électricité) varie entre 800 et 2 000€ HT/ML. Pour les autres équipements, le coût varie beaucoup en fonction des pompes, des systèmes ou encore des capteurs utilisés, en considérant par exemple un débit compris entre 60 et 100 m3, le coût peut varier de 25 000 à 70 000 € HT. S'ajoute à cette estimation le coût de la PAC d'environ 300€ HT du kW et celui des études de faisabilité qui s'élève à un montant compris entre 12 000 et 20 000€.

Le coût de la maintenance pendant la phase d'exploitation semble varier entre 1 500 et 3 000€ HT auquel s'ajoute tous les 10 à 15 ans des examens endoscopiques des forages estimés à 2 500 € HT et un examen des pompes pour 8 000€. En ce qui concerne les pompes à chaleur, le coût de maintenance se situe entre 4 500€ HT/an pour une pompe de 100 à 200kW et 15 000€ HT/an pour une pompe de 800 à 1 000kW.

f. Subvention 2021

L'ADEME finance trois types de projets liés à la géothermie :

- Géothermie de surface assistée par pompe à chaleur ayant une production minimum de 25 MWh EnR/an dans les secteurs de l'habitat collectif, tertiaire, agricole et industriel (aquifère superficiel, champ de sondes géothermiques ou géostructures énergétiques, eaux usées sur réseaux d'assainissement ou en station de traitement des eaux usées, eau de mer ou eaux de surface, eaux thermales ou eaux d'exhaure de mines),
- Toutes les opérations de valorisation thermique de ressources géothermales profondes (> 200 mètres) : doublet de forages sur aquifère profond, mise en œuvre d'une réinjection en aquifère profond, la transformation d'un ancien puits pétrolier pour une valorisation thermique de l'eau chaude, mise en place uniquement d'une ou de plusieurs pompe(s) à chaleur sur un réseau de chaleur alimenté par une installation de géothermie profonde déjà existante.

Les dépenses d'étude, d'essais de pompage, de forage, d'équipement de local, de main d'œuvre sont toutes éligibles aux aides régionales.

La productivité et la pérennité de l'aquifère n'étant jamais sûre à 100%, les organismes en liaison avec la géothermie ont mis en place un outil financier de garantie. La garantie Aquapac® a été initiée en 1983 sous l'égide de l'ADEME (AFME à l'époque), d'EDF et du BRGM. Elle est destinée à favoriser le développement des opérations de pompes à chaleur sur nappe aquifère. Pour cela, elle offre une double garantie portant sur les ressources en eau de ces nappes aquifères :

- La garantie « recherche » couvre le risque d'échec consécutif à la découverte d'une ressource en eau souterraine insuffisante pour fournir le débit d'eau nécessaire. Le taux de cotisation pour cette garantie est désormais de 5% du montant des ouvrages garantis en recherche.
- La garantie « pérennité » couvre le risque de diminution ou de détérioration de la ressource, en cours d'exploitation. La durée de cette garantie est de 10 ans, et le taux de cotisation pour cette garantie est de 4% du montant des ouvrages garantis.

Pour la géothermie de surface, les aides sont les suivantes :

Technologie	Aide forfaitaire en €/MWh EnR/an (sur 20 ans)
PAC sur champ de sondes et géostructures énergétiques	40 €/MWh EnR
PAC sur eau de nappe, sur eau de mer et sur eaux usées	20 €/MWh EnR

Technologie	Aide forfaitaire en €/MWh EnR&R/an (sur 20 ans)
PAC en montage TFP sur champ de sondes et géostructures énergétiques	22 €/MWh EnR&R
PAC en montage TFP sur eau de nappe, sur eau de mer et sur eaux usées	11 €/MWh EnR&R

Pour la géothermie profonde, l'aide calculée sera évaluée selon les critères retenus par le fonds chaleur, dans le respect de l'encadrement communautaire européen. Les plafonds d'aides sont les suivants :

Technologie	Plafond d'aide €/MWh EnR (sur 20 ans)
Géothermie profonde type Dogger sans recours à une pompe à chaleur	7
Géothermie profonde type Dogger avec recours à une pompe à chaleur	10

Ces plafonds d'aide s'appliquent principalement aux opérations de géothermie profonde exploitant le réservoir du Dogger. Ils pourront être revus au cas par cas à l'appréciation de l'ADEME pour des opérations exploitant d'autres aquifères profonds. Dans le cas particulier de la mise en place d'une PAC sur un réseau de chaleur alimenté par une installation de géothermie profonde déjà existante, le calcul de l'aide à la production est simplifié et forfaitisé à 3 €/MWh EnR (sur 20 ans).

g. Autres soutiens financiers



i. Crédit d'impôts

La pompe à chaleur géothermique fait partie des installations éligibles au crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE), qui permet de déduire de l'impôt sur le revenu 30% des dépenses réalisées pour les travaux d'amélioration de la performance énergétique. Le montant du plafond des dépenses est, quant à lui, plafonné à 8 000 euros pour les célibataires, et à 16 000 euros pour les couples étant soumis à une imposition commune. Depuis 2020, cette aide est destinée uniquement aux ménages les plus modestes, avec des conditions de revenus fixées.

ii. Eco-prêt à taux 0% pour une pompe à chaleur géothermique

Pour obtenir l'éco-prêt à taux 0%, il faut réaliser plusieurs travaux visant à améliorer l'efficacité énergétique d'un logement individuel. La pose d'une pompe à chaleur se combine particulièrement bien avec d'autres types de travaux tels que la pose d'une chaudière à condensation, etc.

h. Tableau récapitulatif

Technologie	 Productivité annuelle (en kWh/ml)	 Prix/MW	 Retour sur investissement	 Retour sur expérience	 Durée de vie	 Coût de l'énergie (en €/kWh)
Géothermie sur aquifère	17,5	/	7 à 10 ans	Très bon	15 à 20 ans	0,071

3.4. Potentiel géothermique du site

Le potentiel du site pour la géothermie très basse énergie peut être évalué grâce au potentiel de la nappe du meilleur aquifère sous le site de projet.



Carte du gisement géothermique en France- Source : BRGM

D'après la carte, le potentiel géothermique semble intéressant sur le territoire sur aquifère profond.

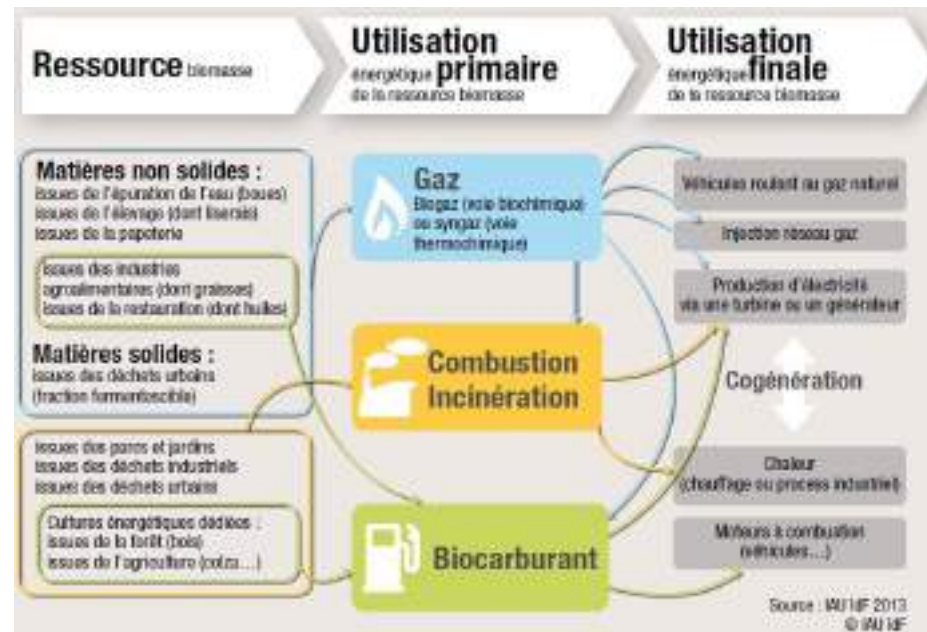
Pour la géothermie superficielle, il n'existe pas de données en accès libre, ce qui nécessiterait de définir le potentiel via une étude de sol.

Le site peut être adapté à la production d'énergie géothermique en très basse énergie. Toutefois, cette technologie demandant un investissement important (forage profond et réseau) il faut que les besoins énergétiques du projet soient conséquents pour qu'elle soit pertinente.

4. LA BIOMASSE

4.1. Le gisement biomasse

La biomasse mobilisable pour être exploitée sous forme de biogaz, de vapeur, chaleur ou de biocarburant provient de multiples sources. Les principales sont décrites dans le schéma présenté ci-après.



Source : ADEME

Le choix de valoriser la ressource biomasse doit se faire en tenant compte de la distance à parcourir pour aller la chercher. Les valeurs données pour déterminer la ressource seront donc représentatives de la ressource présente dans un rayon de 150 km autour du site et proviendront des informations disponibles à l'échelle régionale. Au-delà de cette distance, les coûts et les émissions engendrées par le transport font de cette solution, une option non rentable et non viable économiquement et écologiquement.

4.2. Bois-énergie

a. Présentation des technologies

Le bois-énergie est une ressource naturelle et renouvelable, qui permet de valoriser des sous-produits ou déchets locaux.

Le gisement bois-énergie est composé de divers produits issus de l'exploitation forestière ainsi que des matières organiques issues de l'industrie :

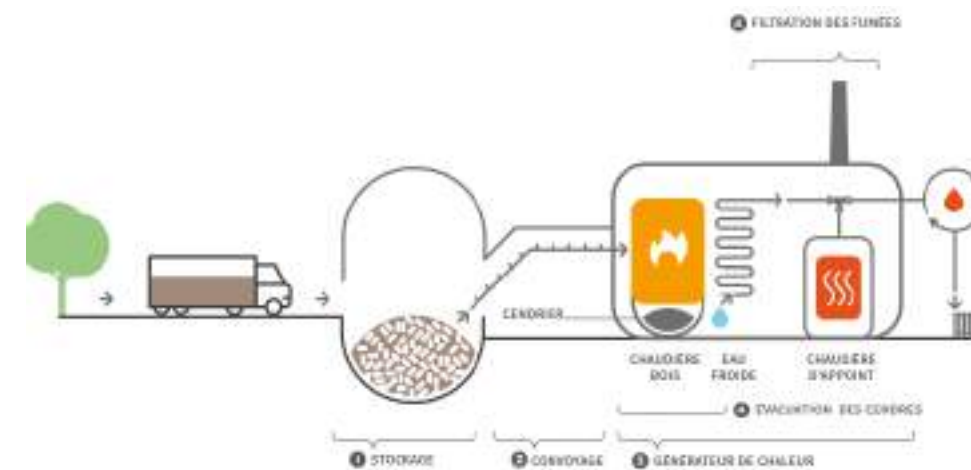
- La ressource forestière (boisement, taillis, rémanents d'exploitation...) et les résidus d'élague ;
- Les sous-produits de l'industrie du bois (sciures, copeaux, écorces...) ;
- Les bois de rebut non souillés (palettes, cages...).

La disponibilité de la ressource est très dépendante de la distance entre le lieu de production et d'exploitation, ainsi que des infrastructures disponibles permettant son transport.

Le bois énergie peut être utilisé :

- A l'échelle du quartier, grâce une chaufferie collective et un réseau de chaleur : la combustion du bois est faite dans une chaufferie collective. L'énergie est ensuite transportée vers les différents bâtiments via un réseau de chaleur urbain.
- A l'échelle du bâtiment (immeuble collectif ou maisons individuelles).

Le bois énergie est considéré comme une énergie renouvelable, à condition que le stock prélevé chaque année soit reconstitué. Le bois énergie est donc une énergie renouvelable mais limitée. Elle doit donc être utilisée de manière efficace avec des systèmes performants. A ce titre, il peut être plus pertinent de développer le bois énergie grâce à un système collectif comme les réseaux de chaleur, car la mise en place de systèmes collectifs peut permettre d'utiliser des systèmes plus efficaces et de mieux gérer les contraintes (pollution atmosphérique liée à la combustion du bois, livraison de bois).



1 LE SILO DE STOCKAGE

Le combustible bois livré en chaufferie est déchargé dans le silo de stockage. Il permet d'alimenter la chaudière en combustible. On distingue différents types de silos : enterré, de plain-pied, en conteneur, pour camion souffleur.

2 LE CONVOYAGE

L'alimentation automatique d'une chaufferie bois permet d'acheminer le combustible depuis le silo jusqu'au foyer. Elle comprend trois étapes :
- le dessilage du combustible
- le convoyage
- l'introduction dans le foyer

3 GÉNÉRATEUR DE CHALEUR

C'est l'enceinte dans laquelle l'énergie contenue dans le bois est libérée et transmise au fluide caloporteur. Il est généralement composé de deux éléments principaux :
- le foyer
- l'échangeur de chaleur

4 FILTRATION DES FUMÉES ET ÉVACUATION DES CENDRES

Une installation de combustion biomasse génère deux types de résidus : les cendres sous-foyer et les cendres volantes. Les premières tombent dans un cendrier situé sous la chaudière et sont extraites par voie sèche ou voie humide. Leur valorisation agronomique permet de restituer ces éléments au sol afin qu'ils soient réutilisés par les arbres ou les cultures. Les cendres volantes, également appelées particules de filtration des fumées émanant des systèmes de dépoussiérage.

Mise en place d'une chaufferie biomasse – Source : ADEME

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Approvisionnement grâce à la filière locale (installation devant être implantée à proximité de la ressource)	Au-delà de 50 km de distance pour aller chercher le combustible, la solution est peu viable (monopolisation de la ressource, transport...)
Coût du combustible très bas (peu d'augmentation planifiée)	Approvisionnement en milieu urbain engendrant des nuisances supplémentaires (augmentation du nombre de camions). Le transport fluvial est difficilement réalisable du fait des difficultés de déchargement du combustible)
Aspect social et économique local : création d'emplois ou diversification des sources des revenus pour les agriculteurs (autre type d'énergie que le bois énergie)	Impacts sur la morphologie urbaine nombreux : installation classée en tant qu'ICPE, grande surface de foncier nécessaire, hauteur de cheminée contrainte par l'arrêté du 27 juillet 1997 (coût supplémentaire...)
Bilan carbone nul	Investissement de la centrale important + nécessité d'intégrer un filtre (25% du coût en plus) pour les poussières + coût de la cheminée...
Part des énergies renouvelables très haute (plus de 85%)	Rentabilité du réseau et de la construction de la centrale qu'à partir d'une certaine densité énergétique

c. Coût global de la technologie

Le coût d'investissement d'une chaufferie biomasse dépend essentiellement de la taille de la chaufferie, du réseau et des sous stations. Le mètre linéaire de réseau coûte entre 600 et 800€ HT et chaque sous station à un coût d'investissement de 20 000€ HT. En moyenne, le coût de la chaufferie bois individuelle serait compris entre 600 et 800€ HT/kW biocombustibles,

Au coût d'investissement s'ajoute celui des combustibles : plaquettes industrielles entre 25 et 30€/MWh, granulés entre 25 et 36€/MWh et bois de rebut entre 7 et 13€/MWh. Bien que ces prix semblent beaucoup moins importants que ceux pour une chaufferie gaz (55€ HT/MWh), les coûts d'exploitation des chaufferies biomasses sont plus conséquents (personnel d'exploitation plus nombreux, maintenance plus régulière...). Néanmoins, ces coûts sont moins soumis à la volatilité des prix des combustibles.

d. Subvention 2021

Le fond de chaleur (engagement majeur du Grenelle de l'environnement) géré par l'Ademe permet de financer, à parité avec la Région Île-de-France, la mise en œuvre de systèmes pour la production de chaleur à partir des énergies renouvelables (destiné à habitat collectif, collectivité et entreprises). Cependant pour être éligible à cette aide, l'installation doit respecter certains critères qui sont :

- Être une installation collective, industrielle ou agricole ayant une production minimum de 1 200 MWh/an d'énergie biomasse sortie chaudière
- Utiliser l'une des 4 catégories de ressources suivantes : Catégorie 1 : plaquettes forestières et assimilées, Catégorie 2 : Connexes et sous-produits de l'industrie de première transformation du bois, Catégorie 3 : Bois fin de vie et bois déchets, Catégorie 4 : Granulés
- Avoir un rendement thermique à puissance nominale doit être supérieur à 85%
- Avoir un système de traitement des fumées performant

Les installations en secteur Entreprise (industriel, agricole et tertiaire) ayant une production de 1 200 à 12 000 MWh/an biomasse sortie chaudière sont également éligibles.

Le porteur de projet devra respecter le seuil moyen minimum de :

- 100% des taux régionaux des surfaces forestières certifiées et au prorata des régions d'approvisionnement utilisées sur la part de plaquettes forestières (Référentiel 2017-1A-PFA), pour les installations supérieures à 12 000 MWh/an (production) ;
- 50% des taux régionaux des surfaces forestières certifiées et au prorata des régions d'approvisionnement utilisées sur la part de plaquettes forestières (Référentiel 2017-1A-PFA), pour les installations inférieures ou égales à 12 000 MWh/an (production) ;
- 20% sur la part de granulé (Référentiel 2017-4A-GR)

Les aides sont les suivantes en fonction de la gamme de la chaufferie :

Gamme (MWh)		aide collectif/tertiaire en € / MWhENR sortie sur 20ans	aide industrie en € / MWhENR sortie sur 20ans
0	600	13	9
601	3 000	7	4
3 001	6 000	5,9	2,5
6 001	12 000	2,4	1,2

Les dossiers ≤12 000 MWh/an mais dont l'aide forfaitaire (production + réseau de distribution de chaleur) serait ≥ 2.5M€, seront instruits dans le cadre d'une analyse économique.

Cette aide est plafonnée selon la production de chaleur, pour les réseaux et sous stations, elle ne peut dépasser les 50%.

Les appareils de production de chaleur ou d'eau chaude sanitaire bois ou autre biomasse sont également éligibles au crédit d'impôt pour la transition énergétique et à la TVA à taux réduit mis en place depuis le 1er janvier 2014.

e. Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle en kWh/T	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Chaudière biomasse	1.3	1M€	8 à 10 ans	Très bon	50 ans	0.037

4.3. Le bois-énergie - cogénération

a. Présentation de la technologie

Ce système permet à la fois de produire de la chaleur et de l'électricité. C'est une alternative intéressante à l'énergie solaire et éolienne. La chaleur issue de la combustion est utilisée pour le chauffage mais aussi, dans le cas de la cogénération, pour alimenter une turbine à vapeur qui va produire de l'électricité. Il existe des turbines à vapeur d'une puissance de quelques dizaines de kW à plusieurs centaines de MW, avec des vitesses de rotation allant de 5 000 à 15 000 tr/min et des rendements électriques de 12 à 20% pour les modèles à condensation. La quantité de combustible nécessaire pour les installations de puissance importante, pousse à diversifier les sources d'approvisionnement.

L'utilisation de petite turbine possédant une puissance minime s'apparente à la technologie de la micro-cogénération biomasse. Si actuellement, cette technologie est encore peu mature et présente des coûts d'investissement importants, elle représente une réelle opportunité pour le développement des énergies renouvelables.

Il existe 3 familles de cogénérations, permettant de délivrer des puissances électriques plus ou moins importantes et de s'adapter à une grande variété de projets. On parle de micro cogénération lorsque la puissance nominale est inférieure à 36 kWe et de mini cogénération lorsque celle-ci est comprise entre 36 et 250 kWe.



Source : GRDF

Il est à noter que les systèmes de mini et micro cogénérations peuvent être installés à l'échelle de bâtiments. En revanche, les systèmes de cogénération à moteur Stirling (éco générateur) sont plutôt utilisés à l'échelle individuelle (adaptée pour des maisons individuelles).

b. Coût global de la technologie

Les coûts d'investissement sont de l'ordre de 1,8 millions d'euros par MW électrique installé. Le temps de retour sur investissement couramment observé est de 8 à 10 ans.

Les coûts annuels d'exploitation sont généralement de l'ordre de 1 à 3% des coûts d'investissement pour les installations à contrepression et de l'ordre de 4 à 5% pour les ensembles à condensation.

c. Subvention 2021

Les aides à l'investissement pour ce type d'installation sont allouées après une étude au cas par cas. Les aides de l'ADEME sont plafonnées à 30% sur le coût des travaux. En ce qui concerne la micro-cogénération, les aides sont du même ordre, 20% maximum du coût des travaux pour les aides de la région et 40% maximum du coût éligible pour le financement de l'ADEME (aides accordées ou non selon le degré d'innovations de l'opération, leur dimension de communication...).

Un tarif de rachat préférentiel pour l'électricité produite par un système de cogénération a été mis en place. Il est de l'ordre de 18c€/kWh dont 3c€ dépendent de la valorisation énergétique de l'installation. Le taux de valorisation de la chaleur produite est souvent déterminant pour la rentabilité d'un projet. Entre 30 et 35% de l'énergie primaire est valorisée en électricité, le reste est de l'énergie thermique.

d. Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/T)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Cogénération	4,5	2M€	8 à 10 ans	Très bon	50 ans	/

4.4. Potentiel bois-énergie

Le gisement bois-énergie ne se compose pas seulement de la ressource forestière (boisement, taillis, rémanents d'exploitation...) mais également des sous-produits de l'industrie du bois (sciures, copeaux, écorces...), des bois de rebut non souillés (palettes, cagettes...) et des résidus d'égale. Pour utiliser ces divers matériaux, une transformation est souvent nécessaire avant utilisation dans une chaudière.

Le choix de valoriser la ressource biomasse doit se faire en tenant compte de la distance à parcourir pour aller la chercher. Les valeurs données pour déterminer la ressource seront donc représentatives de la ressource présente

dans un rayon de 150 km autour du site et proviendront des informations disponibles à l'échelle régionale. Au-delà de cette distance, les coûts et les émissions engendrées par le transport font de cette solution, une option non rentable et non viable économiquement et écologiquement. La problématique de la monopolisation de la ressource implique également la définition de ce périmètre restreint, afin de permettre aux installations prévues dans les communes contiguës à ces ressources de disposer d'une ressource de proximité.

Le bois énergie peut être utilisé :

- A l'échelle du quartier, grâce une chaufferie collective et un réseau de chaleur : la combustion du bois est faite dans une chaufferie collective. L'énergie est ensuite transportée vers les différents bâtiments via un réseau de chaleur urbain.
- A l'échelle du bâtiment (immeuble collectif ou maisons individuelles)

Le bois énergie est considéré comme une énergie renouvelable, à condition que le stock prélevé chaque année soit reconstitué. Le bois énergie est donc une énergie renouvelable mais limitée. Elle doit donc être utilisée de manière efficace avec des systèmes performants. A ce titre, il peut être plus pertinent de développer le bois énergie grâce à un système collectif comme les réseaux de chaleur, car la mise en place de systèmes collectifs peut permettre d'utiliser des systèmes plus efficaces et de mieux gérer les contraintes (pollution atmosphérique liée à la combustion du bois, livraison de bois).

a. Ressource forestière

Les données générales sont issues des inventaires forestiers effectués à l'échelle des anciennes délimitations de régions, dans l'attente de nouvelles données propres à la fusion des régions.

D'après l'étude sur la disponibilité forestière pour l'énergie et les matériaux (ADEME, 2015), la disponibilité de la ressource en France est assurée et les capacités de la forêt française permettent une augmentation importante de la récolte à l'horizon 2035. En tablant sur un statuquo au niveau de la gestion des forêts, la disponibilité de la ressource pour du bois-énergie pourrait atteindre plus de 2 300 m³ par an et être sensiblement augmentée en cas mise en place de mesures de gestion dynamique de la ressource.

Les besoins en matière première pour le bois énergie progressent depuis quelques années. Le nombre de chaufferie bois en fonctionnement ou en cours de construction est significatif.

A proximité du secteur d'étude, la ressource forestière est relativement importante : une forêt domaniale se trouvent à près de 2,5 km du site de projet : la forêt domaniale de Bord-Louviers ; ainsi qu'une forêt à environ 6 km (forêt domaniale de la Londe-Rouvray).

Cette technologie est en revanche contrainte par : le besoin d'accessibilité des camions d'approvisionnement en bois, l'obligation de création d'une cheminée qui peut induire des nuisances, et une réserve foncière suffisante pour l'implantation d'une chaufferie. **Compte tenu de la proximité de la ressource et du contexte peu dense du secteur de projet, la biomasse représente un potentiel intéressant pour le site.**



Forêt domaniale à proximité du site de projet – Source : Géoportail

b. Le bois-déchets

Actuellement, les déchets sont une source d'énergie bois utilisée en France. Ils comprennent : le bois d'élague et d'abattage, les composts et les bois en fin de vie. Les espaces verts du territoire régional, communal et les voiries représentent donc un potentiel énergétique non négligeable. En effet, leur entretien dégage des volumes de déchets verts dont la fraction ligneuse peut être extraite et intégrée à la filière énergétique.

L'évaluation de ce potentiel doit faire l'objet d'une étude in-situ qui permettra de déterminer les surfaces et les linéaires à potentiel de productions.

c. Synthèse sur la filière bois-énergie

La filière bois d'Ile-de-France est peu développée, notamment à cause du foncier qui ne permet pas l'installation de structures et d'infrastructures nécessaire à sa structuration (en particulier pour les entreprises de première transformation nécessaires à la filière) et de la sous exploitation du bois présente en Ile-de-France. Mais depuis 2008, un comité régional de l'interprofession pour l'Ile-de-France, FrancilBois a été créé afin de promouvoir et de développer la filière bois régionale. Actuellement, le bois énergie issu des forêts est principalement le bois buche (21% de la récolte) directement utilisé par les petits consommateurs, les autres combustibles comme les plaquettes ou les granulés étant encore très peu développés.

Le potentiel sur le secteur de projet est relativement intéressant du fait de la proximité de la ressource forestière principalement et de la disponibilité du foncier pour l'emprise de la chaufferie.

5.LA RECUPERATION DE CHALEUR DES EAUX DOMESTIQUES

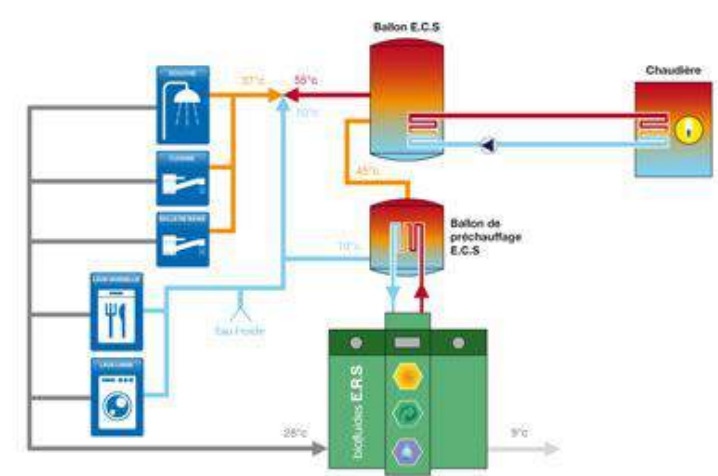
5.1. Récupération de chaleur sur les eaux grises

a. Présentation de la technologie

La récupération de chaleur sur les eaux domestiques consiste au remplissage de ballons d'eau chaude à l'aide d'eau préchauffée. L'eau est préchauffée au contact des eaux grises et usées, via un échangeur de chaleur.

Ce dispositif passif permet de réduire de 20 à 30 % les consommations liées à l'ECS.

Des études complémentaires sont nécessaires pour quantifier le potentiel de récupération de l'énergie des eaux grises. Le potentiel thermique des eaux usées est, dans tous les cas, bien adapté aux besoins des bâtiments collectifs. Les projets d'investissement peuvent être accompagnés par les directions régionales de l'ADEME en termes de conseils, d'expertise ou de soutiens financiers.



Fonctionnement de la technologie à eaux grises

Ces technologies permettent de réduire les consommations d'ECS à l'aide du préchauffage de l'eau du réseau. Elles sont particulièrement adaptées aux bâtiments n'étant pas raccordés à un réseau de chaleur, ce qui n'est pas le cas du secteur Lallier. Elles peuvent potentiellement diminuer la densité énergétique dans le cas d'un réseau de chaleur.

Ces systèmes d'installation représentent toutefois des contraintes puisqu'ils nécessitent de séparer les eaux vannes et les eaux grises. Ils doivent ainsi être pensés dès la conception des bâtiments.

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Performances élevées capables d'apporter des économies conséquentes	Aucune subvention pour l'instant
Réduction importante des émissions de GES	
Facilité d'intégration et d'installation	
Faible consommation d'électricité	
Investissement modéré	
Réduction considérable des consommations énergétiques pour l'ECS (système permettant d'économiser chaque année entre 150 et 300m ³ de gaz ou autre énergie-base annuelle pour une famille de 4 pers. et d'éviter l'émission de 700kg de CO2/an/log	
Système passif et nécessitant de peu d'entretien	Diminution de la densité énergétique en cas de raccordement aux réseaux de chaleur
Réduction de 20 % des consommations d'ECS	Nécessite 2 réseaux, ainsi la séparation des eaux vannes et eaux grises

c. Coût global de la technologie

Le coût d'investissement global pour l'installation de ce type de technologie est compris entre 1 800€ et 2 000€ pour un système de type Recoh HT. Ce prix englobe les coûts de système, de matériel associé et de la main d'œuvre. L'entretien et la maintenance ne nécessite que de faibles coûts.

d. Subvention 2021

L'ADEME peut soutenir l'installation d'équipements de captage de la chaleur des eaux usées à travers le Fond Chaleur. Un exemple est celui de la pompe à chaleur sur eaux usées de la résidence Les Nouveaux Chartreux à Marseille (13), ou bien d'une résidence à Courcouronnes (91) dont le coût s'est élevé à 89 k€ et pour laquelle l'ADEME a contribué à hauteur de 39 k€.

e. Potentiel local

La récupération de chaleur sur les eaux domestiques consiste au remplissage de ballons d'eau chaude à l'aide d'eau préchauffée. L'eau est préchauffée au contact des eaux grises et usées, via un échangeur de chaleur.

Des études complémentaires sont nécessaires pour quantifier le potentiel de récupération d'énergie sur les eaux grises. De plus, ce potentiel est peu adapté à un secteur à vocation économique. Ce n'est donc pas une technologie privilégiée pour le projet.

5.2. Récupération de chaleur fatale industrielle (ou data-center)

a. Présentation de la technologie

La chaleur fatale est la chaleur produite lors d'un processus, mais ne correspondant pas à l'objet premier de ce dernier, et qui est, de fait, perdue sans être utilisée. Elle peut provenir de sources diverses : industries, usines d'incinération, stations d'épuration, data-centers...

Le contexte urbain du site ne permet pas d'identifier de gisement de chaleur fatale potentielle liée à une activité industrielle à proximité du secteur à l'étude.

Les datacenters sont des sites physiques qui hébergent des systèmes nécessaires au fonctionnement d'applications informatiques. Ils permettent de stocker et de traiter des données. Ils sont constitués de composants informatiques, comme des serveurs, des unités de stockage informatique ou encore des équipements de réseau de télécommunication et d'éléments non informatiques, comme des systèmes de refroidissement aussi appelés groupes froid.

Ces équipements rejettent des calories prélevées dans les salles de serveurs afin d'y maintenir une température idéale de fonctionnement et d'éviter les surchauffes.

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Concentration de plusieurs activités industrielles susceptibles de produire de l'énergie à proximité immédiate	Eloignement des datacenters
	Données estimées et non précise en raison de la confidentialité des datacenters

c. Subvention 2021

Les opérations éligibles au Fonds de Chaleur sont les suivantes :

- Récupération de chaleur fatale avec valorisation sous forme de chaleur sur un autre procédé unitaire :
- Pour les unités d'incinération des ordures ménagères et pour les unités d'incinération des déchets dangereux :
 - o Les systèmes de récupération de chaleur fatale basse température, notamment au niveau des fumées ou des aérocondenseurs pour une valorisation externe, ne visant pas à optimiser le fonctionnement interne de l'unité d'incinération ;

- o Les systèmes de récupération de chaleur résiduelle des unités d'incinération qui disposent déjà de cogénération, à condition de démontrer une amélioration de la performance énergétique de l'installation.

Taux d'aide maximum ⁹ pour les opérations de diffusion		
Système de captage de chaleur		30 % pour une grande entreprise 40 % pour une entreprise moyenne 50 % pour une petite entreprise
Système de stockage, de remontée du niveau thermique et de production de froid		
Système de valorisation de chaleur		
Transport et distribution de chaleur	Interne au site	Tuyauterie/Canalisation/ Distribution (hors réseau technique*)
		Réseau technique*
	Externe au site	Réseau de chaleur*
Conditions d'éligibilité et de Financement des réseaux de distribution de chaleur. Cf : https://agirpourlatransition.ademe.fr/entreprises/dispositif-aide/financement-dinvestissements-reseaux-chauffage-froid-urbain		

Périmètre d'éligibilité et taux d'aide maximum – Source : ADEME

Ne sont pas éligibles à cette aide : les installations de faible puissance (< 6 GWh/an) n'incluant pas de machines thermodynamiques ou de solaire thermique et pouvant être aidées par une fiche CEE standard.

d. Potentiel local

Le gisement maximal total de chaleur fatale dans l'ancienne région Haute-Normandie s'élève à 5 110 GWh d'après l'ADEME. Il précise toutefois que cette estimation n'est pas exhaustive à l'échelle de la Haute-Normandie du fait de la confidentialité des données et du manque de retour de la part des Data Centers.

La carte des data center de la Région montre que les installations sont éloignées du site (distance supérieure à 8km). Aucune de ces installations n'est donc située à proximité immédiate du quartier.



Localisation des data centers à proximité du secteur d'étude – Source : datacentermap.com

Toutefois, il est à noter que la récupération de chaleur fatale industrielle représente un potentiel souvent important dans les zones industrielles et d'activités. En effet, une étude réalisée par l'ADEME en 2015 et actualisée en 2017 a permis d'estimer un potentiel de chaleur fatale de 109.5TWh en France (y compris les unités d'incinération des ordures ménagères, stations d'épuration et data centers). Dans un contexte de limitation progressive du recours aux ressources fossiles et de diminution des émissions de CO₂, la récupération et la valorisation de l'énergie fatale gaspillée dans certains processus constitue un objectif essentiel pour une utilisation plus rationnelle de l'énergie, conformément aux objectifs de la transition énergétique.

Dans le cadre du projet, objet de la présente étude d'impact, les industries à proximité peuvent représenter un potentiel de synergie d'approvisionnement, notamment l'usine Double A qui s'auto-alimente en énergie, ainsi que Le Manoir Industries, industrie de forge et fonderie générant de la chaleur.

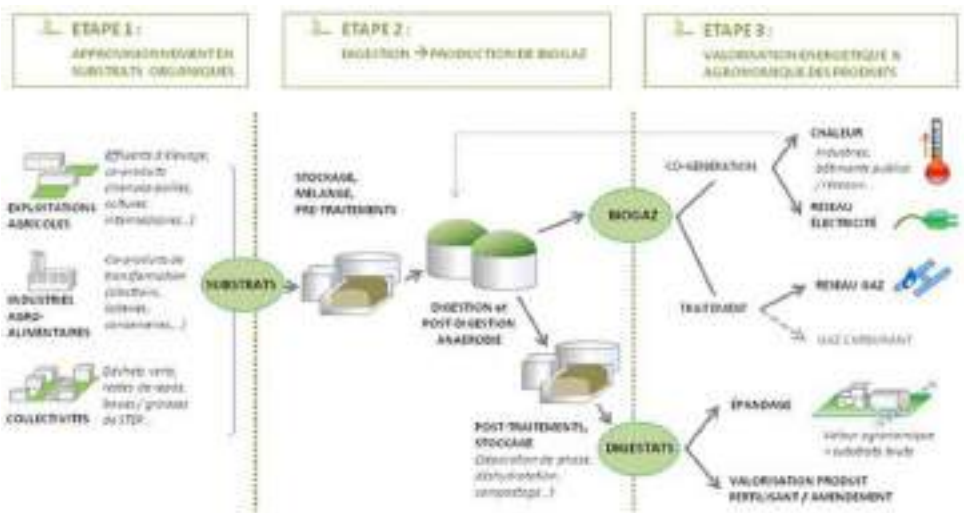
6.LES AUTRES TECHNOLOGIES

6.1. Le biogaz et les biocarburants

Le biogaz, issu de la méthanisation ou de la fermentation des déchets organiques, peut être utilisé pour produire de la chaleur et/ou de l'électricité.

Les substrats organiques permettant la méthanisation peuvent se décomposer en trois grandes familles :

- Les effluents d'élevage : fumier, paille ; cultures...
- Les industries-agroalimentaires : co-produits de transformation provenant des abattoirs, des laiteries, des conserveries...
- Les collectivités : déchets verts, déchets ménagers, boues d'épuration...



Principe de la méthanisation

La valorisation énergétique du biogaz peut se faire de différentes manières :

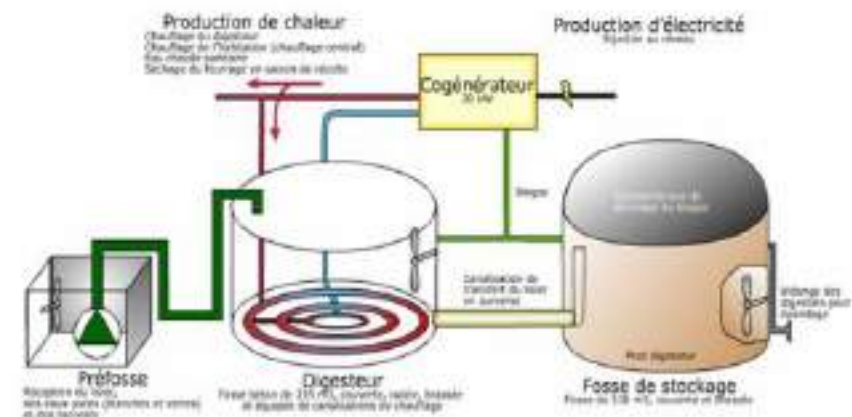
- La production de chaleur : solution viable uniquement si une forte demande de chaleur à proximité du site est capable d'absorber la chaleur produite toute l'année (ceci, afin de limiter les coûts d'investissement et d'exploitation : réseau de chaleur, déperdition...) ;
- La production d'électricité ;
- La production de chaleur et d'électricité par cogénération (comme pour la biomasse) ;
- Une nouvelle valorisation, autorisée depuis 2003 par une directive européenne, est en train de se développer. Il s'agit de la production de biogaz issue d'installation de méthanisation, pour injection dans le réseau public de transport ou de distribution de gaz naturel.

La valorisation du digestat produit est essentiellement utilisée dans le domaine de l'agriculture : matière extraite en sortie du digesteur après fermentation et extraction du biogaz, le digestat possède des propriétés intéressantes (plus fluide, plus assimilable par les cultures, moins odorant...) lui permettant d'être utilisé directement comme fertilisant pour les terres agricoles.

Une suite de réactions biologiques conduit à la formation de biogaz (contient 2/3 de méthane et 1/3 de gaz carbonique) et d'un digestat (répandu sur les cultures comme engrais). Pour augmenter les rendements, la matière

est placée à l'intérieur d'une grosse cuve (le digesteur) fermée, chauffée, brassée sans entrée d'air et à l'abri de la lumière. Elle peut être sèche ou humide.

a. Méthanisation sur les boues et les effluents



Principe de fonctionnement de la méthanisation

Une installation de méthanisation est composée principalement d'un équipement de séparation des impuretés, d'un mélangeur/malaxeur pour que la matière organique soit introduite de façon homogène dans le digesteur, d'un système de brassage, d'un système d'extraction et de pressage du digestat et d'un système de traitement, de stockage et de valorisation du digestat.

Le digesteur est un réacteur hermétique, imperméable à la lumière et maintenu à température constante (35°C pour les bactéries mésophiles ou 55°C pour les bactéries thermophiles) à laquelle la digestion anaérobie se produit. La digestion mésophile dure environ 30 à 40 jours, tandis que la digestion thermophile est plus rapide, durant une quinzaine de jours. Si la digestion thermophile est plus rapide et présente un meilleur rendement de méthanisation par tonne de matière digérée, les installations nécessaires sont plus coûteuses et plus délicates. Les coûts d'investissement rapportés à la puissance électrique sont toutefois très proches.

b. Echelle d'exploitation

Le biogaz produit peut être valorisé à l'échelle du secteur dès lors qu'il est transformé en biométhane (biogaz épuré) et injecté dans le réseau de gaz naturel. L'intérêt de l'injection est de pouvoir utiliser une énergie renouvelable en utilisant un réseau de distribution déjà présent sur le territoire.

Depuis novembre 2011, il est désormais possible d'injecter du biométhane dans le réseau de distribution GRDF. Pour valoriser cette énergie « verte » injectée dans le réseau, un système de garanties d'origine a été mis en place afin que chaque consommateur, individuel ou collectif, puisse acheter du gaz garanti 100% biométhane, donc 100% Energie Renouvelable.

Le biogaz produit peut être valorisé à l'échelle du projet et même à une échelle plus large (commune) dès lors qu'il est transformé en biométhane (biogaz épuré) et injecté dans le réseau de gaz naturel. L'intérêt de l'injection est de pouvoir utiliser une énergie renouvelable en utilisant un réseau de distribution déjà présent sur le territoire.

c. Focus micro-méthanisation

La micro-méthanisation désigne des unités de production dont la puissance est inférieure à 80kW et s’adapte donc à l’échelle d’une exploitation. Ces installations permettent aux éleveurs de valoriser leurs effluents d’élevage en les transformant en énergie verte (90% des émissions de méthane produites par le lisier sont alors captées).

Le lisier est pompé quotidiennement pour être acheminé dans le digesteur, il est ensuite maintenu à 40°C afin de créer un environnement propice à la production de biogaz qui sera capté et transformé en électricité. Une partie de la chaleur produite peut être récupérée par l’éleveur.

Une fois le processus de méthanisation complété, le lisier ressort sous forme de digestat. Ce digestat est considéré comme un engrais vert puisque le nitrate d’azote présent naturellement dans le lisier s’est transformé en azote ammoniacal, plus assimilable par les plantes. La micro-méthanisation en cogénération permet à partir de lisier de créer de l’électricité, de la chaleur et un fertilisant. Les unités de micro-méthanisation fonctionnent en voie liquide et concernent donc principalement les éleveurs laitiers travaillant en 100% lisier. Les machines de 16kW à 74kW s’adressent aux élevages de 70 à 450 vaches laitières, mais il faut compter un minimum de 100 têtes pour plus de sécurité dans l’approvisionnement.

En termes d’implantation, l’unité doit être installée à plus de 100 mètres des habitations.

d. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Double valorisation organique et énergétique des sous-produits agricoles, effluents d’élevage et boues d’épuration	Exploitation nécessitant des compétences techniques particulières (difficile pour les agriculteurs)
Réduction des émissions de méthane, gaz à fort effet de serre	Des investissements lourds dépendant des soutiens publics
Traitement locale des déchets organiques du territoire.	
Opportunité de revenus pour les agriculteurs (rachat de l’électricité et production d’une énergie renouvelable utilisable pour satisfaire les besoins de l’exploitation)	
Réduction du volume de boues et bilan de combustion nul	

e. Coût global de la technologie

Les coûts à l’investissement sont de l’ordre de 850 à 1 000€/kW pour une installation de 30 kWe. La rentabilité du projet dépend de la valorisation du biogaz (vente d’électricité, valorisation de la chaleur ou injection d’un biogaz







épuré dans un réseau de distribution) et de la rémunération liée au traitement de déchets extérieurs. La pérennité et le montant de cette rémunération peuvent varier sous l’effet de la concurrence locale.

Les données économiques pour les unités de méthanisation fonctionnant avec les boues d’épuration sont peu nombreuses et disparates selon la capacité des unités (exprimée en équivalents-habitants et en €/Tonne de matière sèche) :

- Pour une capacité < à 10 000EH : 2 000 à 3000€/Tonne de MS
- Pour les capacités supérieures à 10 000EH : 500 à 3000€/Tonne de MS (ADEME).

Pour la micro-méthanisation, le prix varie selon la taille de l’exploitation et s’échelonne de 150 000€ à 450 000€ selon la taille de l’unité choisie.

Le tableau suivant présente une estimation de rentabilité des unités de micro-méthanisation selon la puissance :

						
Machines	16kW	22kW	33kW	44kW	60kW	74kW
Prix	150.000€	167.000€	222.500€	270.000€	368.375€	427.630€
Rentabilité	10%	14%	17%	20%	21%	22%
Quantité lisier	2.550T	3.500T	5.250T	7.000T	9.600T	11.800T
Amortissement	10 ans	6,9 ans	6 ans	4,9 ans	4,8 ans	4,6 ans

f. Subvention 2021

La création d’une unité de méthanisation pourrait bénéficier du Fond Chaleur de l’ADEME ou bien encore du Fond Déchet.

Pour être éligible, le projet doit :

- Avoir une Production énergétique minimum valorisée (chaleur ou injection biométhane): 1.200 MWh/an excepté pour les projets agricoles où aucune production minimum n’est requise.
- Avoir une efficacité thermique de 75% minimum

Plus précisément, les opérations éligibles sont les suivantes :

- Pour les unités de méthanisation avec cogénération (< 500 kWe) ou opération d’injection de biométhane (< 300 Nm³/an) :
 - o Equipements de production de biogaz ;
 - o Equipements de valorisation énergétique du biogaz : production de chaleur seule, cogénération d’électricité et de chaleur, épuration du biogaz en biométhane, injection dans le réseau public ou utilisation en biocarburant bioGNV ;
- Pour les stations d’épuration urbaines 5STEU) :
 - o Equipements de valorisation énergétique du biogaz comprenant l’épuration en biométhane et l’injection dans le réseau public.

Les études de faisabilité peuvent être financées par l’ADEME et la région à hauteur de 50 à 70% du coût global.

L'aide apportée est principalement sous forme de forfait de subvention par unité de capacité de production annuelle (€/MWh). Le forfait monte à 95 €/MWh PCI pour la cogénération, avec une aide plafonnée à 200 000 €. Le forfait monte à 40 €/MWh PCS pour l'injection avec une aide plafonnée à 600 000 €. Pour les projets atypiques et innovants et les projets de station d'épuration urbaine, d'autres modalités de calcul de l'air sont utilisées.

Dans le cas d'une production d'électricité, l'installation bénéficie d'une obligation d'achat ainsi que d'un tarif de rachat. Depuis juillet 2011, le tarif de rachat a connu une hausse de près de 50%, de 7,5 à 9c€/kWh il est passé de 15 à 17,5c€/kWh en 2017 (selon la puissance électrique installée + prime pour une valorisation des effluents supérieure ou égale à 60% de 5c€/KWh.

g. Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/m3)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/m3)
Méthanisation	/	/	10 ans	Bon	Supérieur à 25 ans	0,4€

h. Potentiel local

Sur le territoire de l'Agglomération Seine-Eure, l'établissement Aqualon localisé sur la commune d'Alizay, dispose d'une installation de méthanisation à partir des pré-traitements des effluents industriels. L'unité de méthanisation a été mise en place en 1984. Le biogaz est valorisé en chaudière afin de produire de la vapeur (1600 MWh/an). La mise en œuvre d'une unité de production de biogaz est très dépendante du lieu de production de la matière première. Ce type d'installation nécessite des emprises foncières conséquentes.

Toutefois, les unités de micro-méthanisation peuvent constituer une alternative avec une emprise au sol réduite.

Les communes de Pitres et de Le Manoir-sur-Seine sont relativement proches des ressources agricoles. Toutefois, le foncier disponible reste limité pour des installations de cette échelle. En fonction de la quantité de ressources disponibles à proximité, il pourrait être envisagé de développer une unité de micro-méthanisation. Afin de connaître les ressources disponibles, il faudra se rapprocher des exploitants situés à proximité.

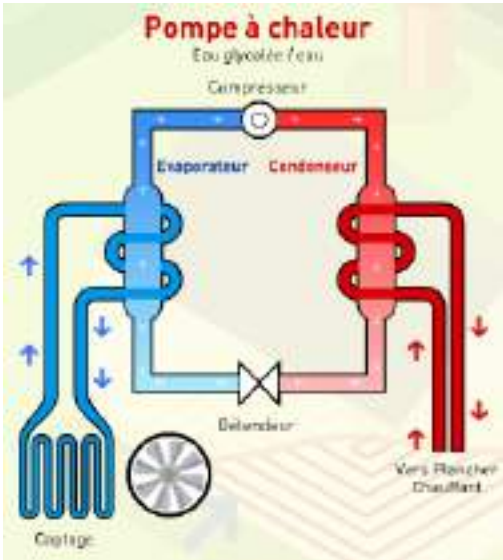
6.2. Aérothermie

a. Principe de fonctionnement de la technologie

Le principe de l'aérothermie est de capter les calories dans l'air extérieur. De la même manière que pour la géothermie très basse énergie, le puisage des calories de l'air nécessite l'utilisation d'un système de pompes à chaleur, qui peut être électrique ou à absorption gaz. La fluctuation des températures de l'air extérieur influence

la performance des systèmes de pompes à chaleur. En effet par temps froid, les besoins de chauffage sont au maximum alors que la quantité d'énergie pouvant être extraite dans l'air est a contrario minimale, d'où une baisse de la performance.

Dans le cas de pompes à chaleur gaz à absorption, l'impact des températures extérieures est cependant moins important que pour des pompes à chaleur classiques, puisqu'une partie de la chaleur est fournie par la réaction d'absorption. Les PAC gaz à absorption permettent aussi de produire de l'eau chaude sanitaire à 60 / 65 °C, avec des performances supérieures à celles des pompes à chaleur électriques.



Source : GRDF

b. Echelle d'exploitation

Les PAC aérothermiques sont utilisables à l'échelle du bâtiment. Plusieurs systèmes de pompes à chaleur aérothermiques existent aujourd'hui. Dans le cas des PAC gaz à absorption, des modules de 40 kW sont disponibles. Cette technologie est donc plus adaptée pour des bâtiments collectifs.

c. Potentiel aérothermique local

Etant donné le climat à influence océanique que l'on retrouve sur le territoire local, bénéficiant de fortes variations de températures de l'air, l'utilisation de pompes à chaleur gaz à absorption peut être plus pertinente. En effet, compte tenu du climat rigoureux sur le secteur, la performance énergétique de ce système sera moins impactée que dans le cas de pompes à chaleur électriques. L'utilisation de cette technologie est possible, toutefois la PAC air/air est ressource renouvelable moins intéressante d'un point de vue environnemental que celles présentées dans la présente étude.

6.3. L'énergie hydrolienne

a. Présentation de la technologie

L'hydrolienne doit être placée dans l'axe des courants afin d'actionner les pales du ou des rotors (courant minimum 1,5 m/s). L'énergie mécanique, produite par la rotation des pales est transformée ensuite en énergie électrique à l'aide d'une turbine. Elle est alors dirigée vers un générateur pour être ensuite acheminée jusqu'au réseau d'électricité terrestre par l'intermédiaire d'un câble relié au rivage. Différents types d'hydroliennes existent sur le marché mais le principe de fonctionnement est similaire.

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Taille moins importante qu'une éolienne d'une même puissance et intégration paysagère optimale	Création de zones de turbulences susceptibles de gêner le développement de la flore
Courants marins relativement constants et prévisibles	Erosion des pales d'hélices très importante (nécessite un entretien fréquent)
	Coût d'investissement et d'exploitation très important
Aucune émission de gaz à effet de serre et peu d'énergie grise nécessaire pour sa fabrication	Entretien plus difficile
Pales tournant beaucoup moins rapidement que celles des bateaux (peu de risques pour la faune)	Perturbation de la sédimentation
Localisation sous l'eau, aucun impact visuel ou sonore	

c. Coût global de la technologie

Le manque de maturité de la technologie mais surtout l'absence de retour d'expériences sur des parcs d'hydroliennes sur une longue durée rend délicat la prévision des coûts.

Le coût d'investissement pour une hydrolienne est élevé avec un prix compris entre 2,5 et 3,5 M€/MW installés en supposant un développement massif de la filière (2 voire 3 fois plus important que pour une éolienne).

Le coût d'exploitation des hydroliennes est également plus conséquent que celui des éoliennes, les difficultés d'accès exigent un personnel qualifié et l'érosion demande également un entretien plus fréquent. L'estimation du coût d'exploitation est d'environ 40% du coût global de l'hydrolienne au cours de son cycle de vie.







d. Subvention 2021

L'ADEME subventionne au moyen du Prêt à Taux Zéro et du Crédit d'Impôt, les installations produisant de l'électricité à partir de l'énergie hydraulique depuis le 1er septembre 2014.

Concernant le tarif de rachat de l'électricité produit par l'hydrolien, il a été défini à 15c€/KWh durant les 20 premières années.

Pour les collectivités, l'installation peut être éligible à une subvention de la région Île-de-France de l'ordre de 30% du montant TTC du projet plafonné à 2 millions d'euros, à travers l'appel à projet Production d'électricité renouvelable.

e. Tableau récapitulatif

Technologie	 Productivité annuelle (en GWh)	 Prix/MW	 Retour sur investissement	 Retour sur expérience	 Durée de vie	 Coût de l'énergie (en €/kWh)
Hydrolien	1.3	3.5 M€	10 à 15 ans	Mauvais	20 ans	0,05 à 0,10

f. Potentiel hydrolien local

Deux centrales hydro-électriques sont recensées sur le territoire de l'Agglomération Seine-Eure. La première se situe sur la Seine à Poses et la seconde sur l'Eure au Vaudreuil.

La centrale hydro-électrique de Poses est positionnée sur le barrage depuis 1991. Equipée de 4 turbines et dotée d'une puissance de 4 MW, elle a produit 10 MW en 2013. Elle représente à elle seule près de 53 % de la puissance régionale installée. Celle du Vaudreuil, installée sur l'Eure, est de taille plus modeste : sa production en 2013 était de 125 kW.

Le potentiel hydraulique de l'Agglomération Seine-Eure reste faible, à l'image de celui de la région. Le relief peu propice ainsi que les contraintes sur les cours d'eau ne permettent pas d'envisager un développement fort de cette énergie.

6.4. Les réseaux de chaleur

a. Présentation de la technologie

Le Grenelle de l'Environnement a redonné sa place aux réseaux de chaleur en rappelant leur rôle indispensable pour le développement des Energies Renouvelables et de Récupération. Conforté avec la RT 2012, le réseau de chaleur est présenté comme la solution la plus adaptée pour développer une technologie mobilisant massivement les énergies renouvelables.

Conformément aux objectifs du Grenelle de l'Environnement, les réseaux de chaleur devront contribuer à hauteur de 25% au développement de la chaleur renouvelable. La loi sur la Transition Energétique et la croissance verte

fixe comme objectif de multiplier par 5 la quantité d’énergie renouvelable et de récupération distribuée par les réseaux de chaleur d’ici à 2030. Cela nécessitera d’augmenter le taux d’EnR mais également de raccorder l’équivalent de 7 millions d’équivalents logements supplémentaires.

b. Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Stabilité des prix de vente de la chaleur livrée	Investissement initial important
Part importante d’énergie renouvelable ou récupérable comme source d’énergie	
Capacité d'un réseau à changer rapidement de source de production	
Mobilisation de sources d’énergie locales, territoriales contribuant à l’économie locale	
Chaleur directement utilisable par les usagers	
Centralisation de la maintenance	
Approche technico-économique réalisée systématiquement en coût global par les porteurs de projets avant le lancement	
Maîtrise des émissions polluantes sur les productions centralisées	
Le poste collectif de livraison de chaleur nécessite un minimum de place par rapport à une chaufferie collective classique	
Un fonctionnement sécurisé sans stockage de combustibles ou de combustion à l’intérieur des bâtiments	

c. Coût global de la technologie

Les coûts sont relativement différents d’un réseau de chaleur à un autre. En ce qui concerne le réseau de chaleur sur la commune de Neuilly-sur-Marne, l’extension du réseau sous voie publique a un cout linéaire d’environ 900€/ml.

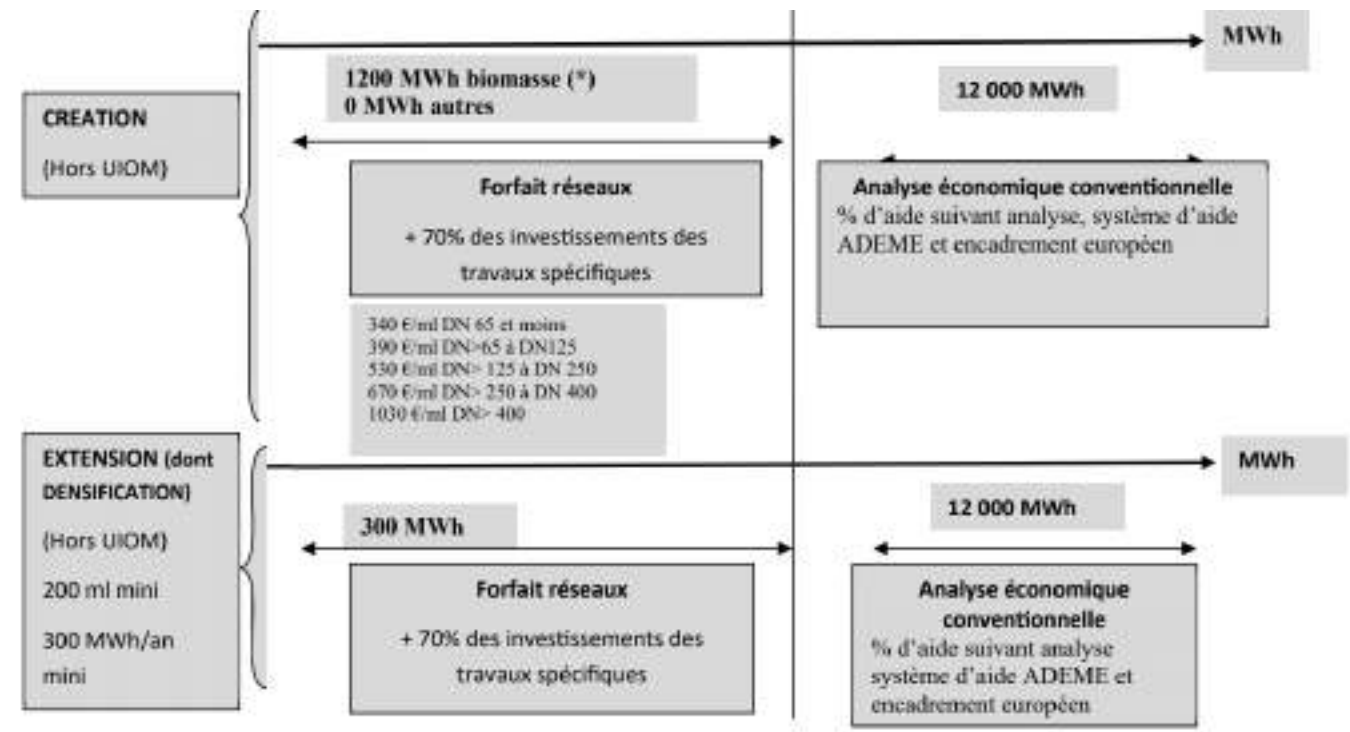
d. Subvention 2021

Le fond de chaleur (engagement majeur du Grenelle de l’environnement) géré par l’ADEME permet de financer la mise en œuvre de systèmes pour la production de chaleur à partir des énergies renouvelables (destinée à habitat collectif, collectivité et entreprises). L’aide concerne :

- Les créations de réseaux de chaleur et de froid avec une alimentation au minimum par 65% d’EnR pour les réseaux de chaleur ;
- Les extensions de réseaux de chaleur de plus de 300 MWh de chaleur EnR&R par an et 200 mètres linéaires.

Cette aide est plafonnée selon la production de chaleur, et le type d’analyse. Les plafonds sont détaillés dans les tableaux ci-dessous. L’aide est déterminée en fonction de la quantité de chaleur ou de froid EnR&R injectée dans le réseau :

- Par forfait pour les projets < 12 000 MWh par an (hors unité d’incinération des ordures ménagères) ;
- Par analyse économique pour les projets > ou égaux à 12 000 MWh par an.



Plafonds dans le cadre d’aides calculées par une analyse économique conventionnelle

	Type de réseau	Diamètre Nominal du réseau	Aide forfaitaire : €/ml de tranchée
EXTENSIONS ET CREATIONS DES RESEAUX DE CHALEUR	Basse pression (Eau Chaude)	DN > 400	1 030
		DN > 250 à 400	670

		DN > 125 à DN 250	7530
		DN > 65 à DN 125	390
		DN 65 et moins	340

Plafonds dans le cadre d'aides calculées par une analyse économique conventionnelle

	Type de réseau	Diamètre Nominal du réseau	Plafond assiette : €/ml de tranchée
Création d'un réseau de chaleur de moins de 6 000 MWh/an produites	Basse pression (Eau Chaude)	DN 150 à DN 250	522
		DN 80 à DN 125	382
		DN 65 et moins	331
Extension de réseaux de chaleur de 300 à 6 000 MWh/an d'EnR&R supplémentaires	Basse pression (Eau Chaude)	DN 150 à DN 250	522
		DN 80 à DN 125	382
		DN 65 et moins	331
Création et extension de réseaux de chaleur de 6000 à 12 000 MWh/an d'EnR et R supplémentaire injecté	Basse pression (Eau Chaude)	DN 150 à DN 250	447
		DN 80 à DN 125	328
		DN 65 et moins	283

e. Potentiel du site

Les communes de Pitres et de Le Manoir-sur-Seine ne disposent pas d'un réseau de chaleur. Toutefois, un réseau de chaleur pourrait éventuellement être mis en place avec les industries proches en récupérant la chaleur fatale industrielle (complétée possiblement par d'autres apports de chaleurs type eaux usées ou panneaux solaires). Cela représenterait toutefois un coût d'investissement important et devrait donc s'inscrire dans un projet de desserte de plus grande échelle sur le territoire.

7.SYNTHESE

Le tableau ci-après présente une synthèse des énergies renouvelables et de récupération mobilisables sur le site et une appréciation de leur performance ainsi que de leur possibilité de mise en œuvre pour le projet.

ENERGIE	UTILISATION	COUT D'INVESTISSEMENT	COUT DE L'ENERGIE - VARIATIONS POSSIBLES	RETOUR SUR INVESTISSEMENT	DUREE DE VIE	PERFORMANCE ECOLOGIQUE	AUTRES	DISPONIBILITE SUR SITE	ORIENTATION POUR LE PROJET
SOLAIRE	Solaire passif	Quasi nul	Nul - stable	+++	50 ans	+++	Fiable et robuste	+++	A intégrer au projet
	Solaire thermique	Modéré 800 à 1 500 €/m²	Très faible – stable	++	20 ans	++	Fiable et robuste	++	Intégrable dans les scénarii pour les besoins ECS
	Climatisation solaire	1 500 €/m²	Faible – stable	++	30 ans	++	Peu de retours d'expérience / Fluide caloporteur nécessaire	+++	Non étudié : peu de retours d'expérience et phase principalement expérimentale
	Solaire photovoltaïque	700 à 1 000 €/m²	Faible - stable	++	25 à 30 ans	++	Energie grise des produits importante	++	Intégrable dans les scénarii : envisageable pour les besoins en électricité
EOLIEN	Grand éolien et petit éolien	1 300 à 1 500 €/m²	Très faible -stable	+++	20 ans	+++	Très dépendant de l'environnement du site Faible énergie grise Impact paysager important	-	Non étudié : site urbain peu propice à ce genre d'installation
	Eolien urbain	1,6 à 2 M€/MW	Très faible - stable	+++	20 à 25 ans	++	Peu de retours d'expérience Site urbain dense qui contraignent ce choix	+	Non étudié du fait du contexte urbain dense
GEOTHERMIE	Haute énergie	Très important	Faible – peu fluctuant	++	Pompe à chaleur : 15 à 20 ans	++	Production importante toute l'année Consommations électriques des auxiliaires non négligeables Fluide caloporteur nécessaire	-	Non étudié : le potentiel géothermique non intéressant
	Basse énergie (sur nappe)	Important		++	Sondes / pieux > 30 ans	+++	Production constante toute l'année Fluide caloporteur nécessaire Autorisations administratives spécifiques nécessaires	++	Intégrable dans les scénarii étudié : le potentiel géothermique intéressant

ENERGIE	UTILISATION	COUT D'INVESTISSEMENT	COUT DE L'ENERGIE - VARIATIONS POSSIBLES	RETOUR SUR INVESTISSEMENT	DUREE DE VIE	PERFORMANCE ECOLOGIQUE	AUTRES	DISPONIBILITE SUR SITE	ORIENTATION POUR LE PROJET
	Très basse énergie – PAC sur pieux	Faible		+++		++	Production importante toute l'année Consommations électriques des auxiliaires non négligeables Fluide caloporteur nécessaire	++	Non étudié : investissement trop important pour un projet de cette échelle
	Très basse énergie – PAC sur sondes	Faible à modéré selon technologie		+++		++	Production importante toute l'année Consommations électriques des auxiliaires non négligeables Fluide caloporteur nécessaire	++	Non étudié : investissement trop important pour un projet de cette échelle
BIOMASSE	Bois-énergie	Important 1 M€/MW	Très faible – stable	+++	50 ans	++	Mise en place d'un système de traitement des fumées performant nécessaire Taille des locaux de stockage combustible importante Développement des filières locales, valorisation de sous-produits // transports routiers induits	++	A étudier : proximité de la ressource et emprise disponible sur site
	Méthanisation / biogaz	Important : 2 M€/MW	Faible - stable	+++	50 ans	+++	Injection dans le réseau de gaz de ville possible – alternative au gaz naturel Valorisation des déchets organiques ou effluents Développement des filières locales / Transports routiers induits Autorisation administratives spécifiques nécessaires Emprises importantes nécessaires sur site	++	A étudier : se rapprocher des exploitants à proximité pour le développement d'une unité de micro-méthanisation
CHALEUR FATALE	Récupération sur eaux usées	Modéré	Très faible – stable	+++	?	++	Retours d'expérience limités Intégration de la technologie en amont du projet pour limiter les coûts d'investissement	+	Non étudié : vocation économique non adaptée

ENERGIE	UTILISATION	COUT D'INVESTISSEMENT	COUT DE L'ENERGIE - VARIATIONS POSSIBLES	RETOUR SUR INVESTISSEMENT	DUREE DE VIE	PERFORMANCE ECOLOGIQUE	AUTRES	DISPONIBILITE SUR SITE	ORIENTATION POUR LE PROJET
	Récupération sur process industriel	Dépendant du contexte	Très faible – peu fluctuant	?	?	+	Présence d'installations industrielles importantes à proximité nécessaire	-	Etude possible : se rapprocher des industries à proximité pour le développement d'un réseau de chaleur inscrit dans un projet territorial
AEROTHERMIE	Pompe à chaleur air/air	Faible	Modéré fluctuant	+	15 ans	+	Consommations électriques importantes Faibles rendements	+++	Etude possible : Utilisation de PAC gaz à absorption pertinente avec des performances moins impactées que les PAC électriques, mais moins intéressant que d'autres énergies renouvelables
	Puits canadien	Très faible	Très faible – peu fluctuant	++	50 ans	++	Installation mutualisée avec les travaux de terrassements / fondations	+++	Non étudié : peu adapté du fait des volumes chauffés importants
HYDROLIENNEE	Installation dans cours d'eau	Important : 3,5 M€/MW	Modéré	++	20 ans	+	Peu de retours d'expériences Impact sur le milieu aquatique à étudier Besoins d'entretien importants	-	Non étudié : peu de potentiel et contraintes techniques et financières importantes de mise en œuvre
RESEAU DE CHALEUR	Raccordement au réseau urbain	Important	Stable	+++	?	++	Stabilité des prix de vente de la chaleur livrée Part importante d'énergie renouvelable Centralisation de la maintenance Maîtrise des émissions polluantes sur les productions centralisées	+++	Non étudié : aucun réseau de chaleur présent à proximité du site mais intégration d'un cas de création de réseau de chaleur dans les scénarios

ENERGIE	UTILISATION	COUT D'INVESTISSEMENT	COUT DE L'ENERGIE - VARIATIONS POSSIBLES	RETOUR SUR INVESTISSEMENT	DUREE DE VIE	PERFORMANCE ECOLOGIQUE	AUTRES	DISPONIBILITE SUR SITE	ORIENTATION POUR LE PROJET
							Peu d'investissements du fait de l'existence initiale du réseau		

III. PREDIMENSIONNEMENT ET SCENARII



Nous étudions les possibilités d’approvisionnement à partir des sources d’énergie disponibles sur site et des objectifs énergétiques fixés (RT 2012 - 20%). En effet, des solutions au gaz ou au fioul ne seraient pas envisageables car non conformes aux objectifs de consommations énergétiques et d’émissions de gaz à effet de serre.

Les besoins en puissance sont estimés au regard de la programmation dont nous disposons actuellement (datant d’octobre 2022). Ils dépendent également des besoins énergétiques estimés au début de notre étude. Rappelons que ces estimations ont été calculées selon des hypothèses fixées pour notre étude en raison de l’absence de données qui sont aujourd’hui sommaires et provisoires.

A partir des besoins en puissances estimés, 3 scénarii sont étudiés selon la solution de desserte envisagée (décentralisée) :

- **Scénario 1 (de référence)** : Approvisionnement électrique individuel pour chaque local et niveau de performance RT2012 ;
- **Scénario 2** : Pompe à chaleur géothermique décentralisée pour chaque bâtiment, couvrant 30% des besoins en chauffage et eau chaude sanitaire, le reste (70%) est couvert par un approvisionnement électrique (chauffe-eau électrique) et niveau de performance RT2012-20% ;
- **Scénario 3** : Pompe à chaleur géothermique décentralisée pour chaque bâtiment, couvrant 30% des besoins en chauffage et eau chaude sanitaire, le reste (70%) est couvert par un approvisionnement électrique (chauffe-eau électrique) ; couplé à du solaire photovoltaïque pour produire 15% de l’électricité et des besoins en froid consommés sur le secteur et niveau de performance énergétique RT2012-20%.

Les scénarii 2 et 3 exposent des solutions décentralisées à l’échelle du secteur de projet.

L’analyse des diverses solutions est basée sur deux critères : budgétaire et environnemental.

Les besoins énergétiques sont des besoins utiles, c’est-à-dire livrés à l’utilisateur, on ne prend donc pas en compte les pertes sur le réseau ou les pertes de combustion, qui ne sont pas les mêmes pour le gaz et peuvent ainsi entraîner une variation du coût d’exploitation réel.

L’étude permet de comparer, globalement l’impact économique et environnemental lié au choix de la source d’énergie principale utilisée pour le chauffage, l’eau chaude sanitaire et le refroidissement.

Il est rappelé que les chiffres affichés dans le présent rapport ne sont qu’indicatifs et seront à confirmer et affiner dans les étapes suivantes de la conception, en partenariat avec les gestionnaires.

1. DEFINITION DES SCENARII D’APPROVISIONNEMENT

Les estimatifs de besoins énergétiques, coûts à l’investissement et à l’exploitation sont donnés à titre indicatif et seront sujet à des variations en fonction de l’évolution du projet et de l’affinage des données techniques, qui demeurent aujourd’hui sommaires et provisoires.

1.1.Hypothèses prises pour l’analyse

L’analyse en coût global est réalisée sur une durée de 50 ans ;

Les besoins énergétiques sont des besoins utiles, c’est-à-dire livrés à l’utilisateur, on ne prend donc pas en compte les pertes sur le réseau ou les pertes de combustion, qui ne sont pas les mêmes pour le gaz ou pour le réseau de chaleur et peuvent ainsi entraîner une variation du coût d’exploitation réel ;

Les coûts d’investissement sont donnés sans préoccupation de leur répartition entre les différents acteurs du projet d’aménagement (ville, promoteurs, etc.), qui seront à déterminer par la suite ;

Les coûts estimés ne prennent pas en compte la fourniture et la mise en œuvre des organes de distribution de la chaleur dans les bâtiments.

1.2. Données environnementales

Les facteurs d’émission de gaz à effet de serre (GES) retenus pour les calculs sont ceux définis dans l’annexe 4 de l’arrêté du 15 septembre 2006 relatif au diagnostic DPE et dans une étude RTE/ADEME.

D’après l’étude sur les modes de chauffage et le prix de vente (données AMORCE/ADEME), les facteurs d’émission (y compris les consommations liées au fonctionnement des auxiliaires) sont les suivants :

	Facteurs d’émission du poste chauffage par mode de chauffage (en gCO ₂ /kWh _{Eu}) (source : Bilan GES / ADEME)
Réseau de chaleur	100
Panneaux solaires thermique	0
Panneaux solaires photovoltaïques	0
Electricité (nucléaire)	66
Pompe à chaleur eaux usées	98

1.3. Données économiques

L’analyse économique réalisée ici ne doit être considérée que comme indicative : en effet, étant donné l’avancement du projet, celle-ci est réalisée à partir de ratios et en prenant un certain nombre d’hypothèses.

L’analyse économique est réalisée d’un point de vue global. Les scénarios sont comparés selon le coût global moyen à l’échelle du secteur, exprimée en € TTC / MWh. Ce coût global prend en compte l’ensemble des coûts d’investissements e d’exploitation pour chacun des scénarios :

P1 : consommations énergétiques

P1’ : consommations des auxiliaires nécessaires à la production énergétique ;

P2 : conduite et petit entretien ;

P3 : gros entretien et renouvellement à l’identique des installations ;

P4 : amortissement des installations

A noter que les coûts sont indiqués dans leur globalité, sans indications de répartition des coûts de portage. Tous ces frais ne relèvent pas uniquement de la maîtrise d’ouvrage.

Les coûts unitaires présentés ci-dessous sont des estimatifs et s’appliquent à l’ensemble des lots pour lesquels nous ne disposons pas de données précises.

Il est par ailleurs considéré environ trois chauffe-eau électrique pour 1 500 m² de SDP d’activité pour le scénario 1.

Pour les scénarios 2 et 3, des appoints pour les besoins en ECS sont prévus avec un approvisionnement électrique via un chauffe-eau électrique à accumulation. Il a été considéré trois chauffe-eau pour 3 000 m².

	EQUIPEMENTS MIS EN ŒUVRE			PART D'ENR
	BESOINS ECS	BESOINS CHAUFFAGE	ELECTRICITE / FROID	
SCENARIO 1	Chauffe-eau à accumulation : 417 au total	Raccordement au réseau d'électricité		0%
SCENARIO 2	1 PAC par local d'activité Chauffe-eau à accumulation : 210 au total	Raccordement au réseau d'électricité		10%
SCENARIO 3	1 PAC par local d'activité Chauffe-eau à accumulation : 210 au total	Raccordement au réseau d'électricité	22 900 m² de panneaux solaires photovoltaïques Raccordement au réseau d'électricité	20%

Coût d'investissement (en € HT) – Source : diverses

Panneaux solaires photovoltaïques	600	€/kW
Chauffe-eau électrique à accumulation	2 00	€/unité
Pompe à chaleur eau/eau (avec installation)	1 075	€/kW

1.4. Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation sont estimés en prenant en compte le coût de l'énergie (consommations et abonnement), les coûts de maintenance type P2+P3 et le renouvellement de l'installation (P4). Les hypothèses de prix de l'énergie se basent sur les tarifs en offre de marché.

1.5. Rendement des installations

Les rendements pris en compte sont les suivants :

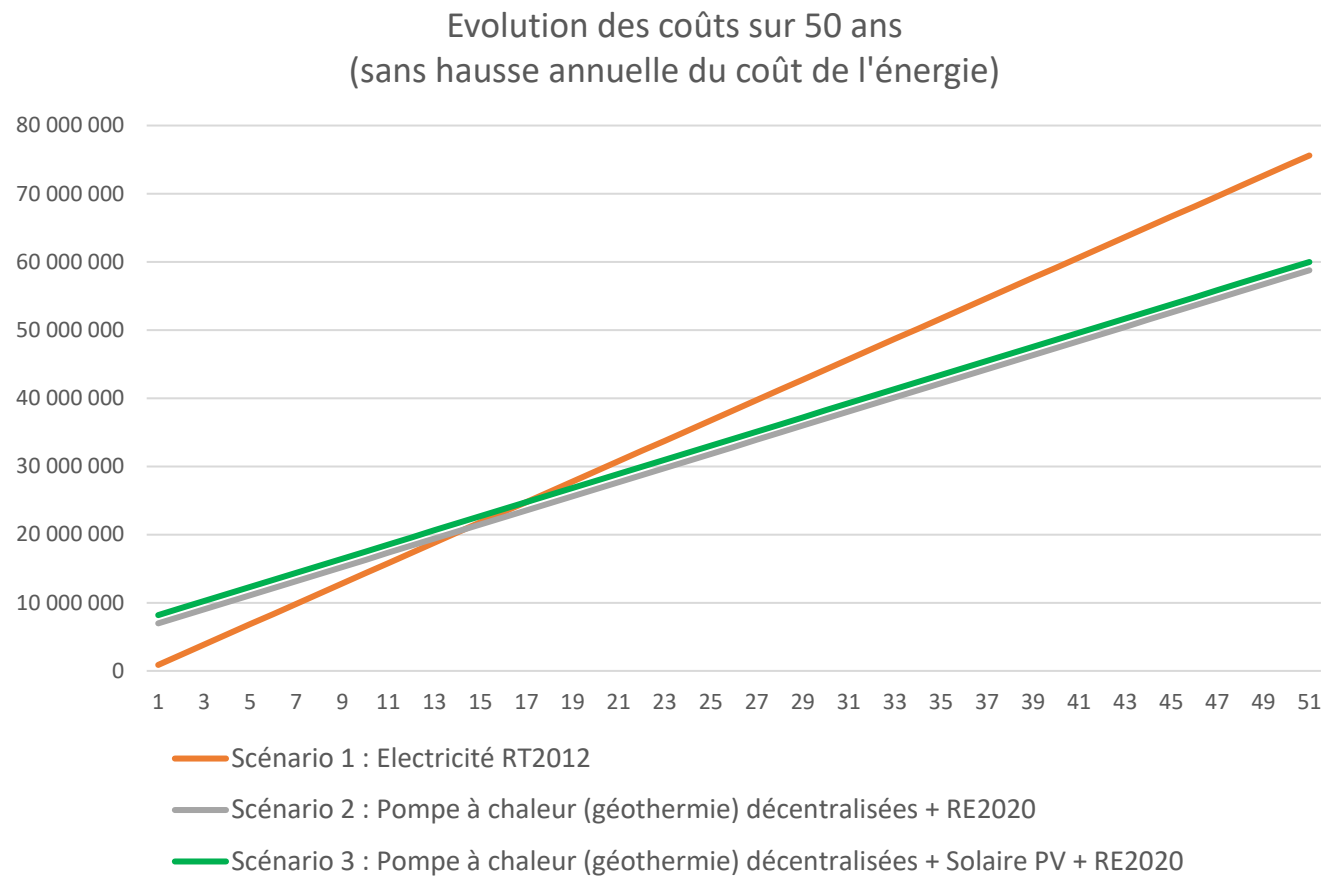
- 75% pour l'approvisionnement en électricité ;
- 75% pour les pompes à chaleur ;
- 80% pour les panneaux solaires photovoltaïques.

2.ANALYSE ECONOMIQUE

2.1. Sans évolution des coûts de l'énergie

Pour l'ensemble du projet, l'analyse économique réalisée ici ne doit être considérée que comme indicative. Etant donné l'avancement du projet, celle-ci est réalisée à partir de ratios et en prenant en compte un certain nombre d'hypothèses.

	Scénario 1 : Electricité RT2012	Scénario 2 : PAC géothermique + RE2020	Scénario 3 : PAC géothermique + PV + RE2020
Investissement (€ TTC installé)	879 870	6 973 423	8 186 259
Subventions mobilisables (€ TTC)	0	0	0
Cout d'investissement avec subventions (en € TTC)	879 870	6 973 423	8 186 259
Coût de l'énergie (P2+P3+P4) (€/MWh)	128	111	111
Cout total en € TTC hors subventions (sur 50 ans)	75 606 270	58 768 159	59 980 995
Cout global en €/MWh TTC hors subventions	173	168	171
Cout total en € TTC avec subventions (sur 50 ans)	75 606 270	58 768 159	59 980 995
Cout global en €/MWh avec subventions	139	168	173



Sans tenir compte de l'évolution des coûts de l'énergie, les scénario 2 et 3 sont plus rentables économiquement sur le long terme, respectivement à partir de 14 et 16 ans.

A noter, en plus de ces modélisations qui ne représentent que le cout de l'investissement et les couts d'exploitation liés à l'entretien, la maintenance, qu'il y aura un cout d'abonnement pour les utilisateurs lié à leurs consommations. Pour l'électricité, les abonnés sont facturés mensuellement sur la base d'une part variable R1, qui représente l'énergie consommée et mesurée mensuellement au niveau du compteur, et la part abonnement R2, qui relève de la puissance souscrite.

2.2. Avec évolution des coûts de l'énergie

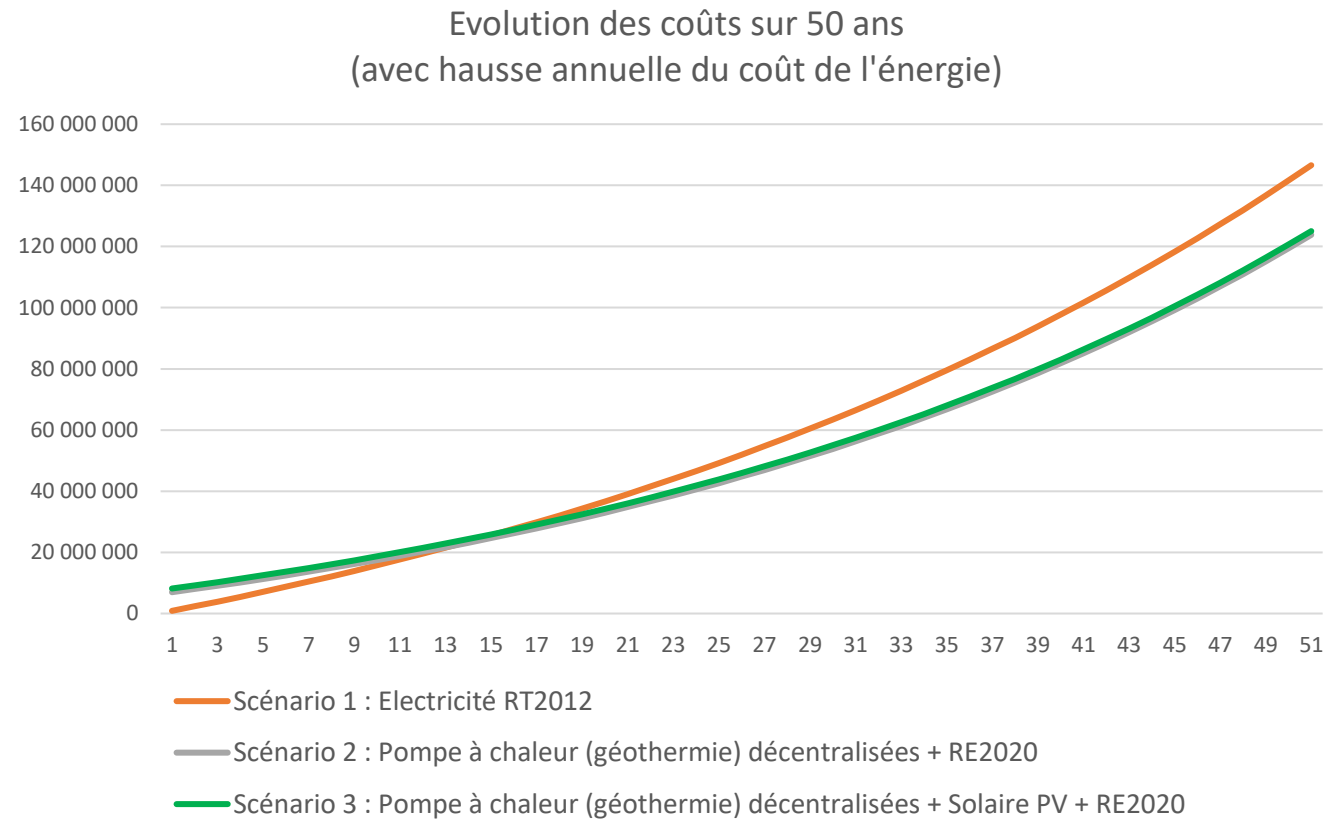
L'étude Amorce-ADEME réalise un comparatif des modes de chauffage et prix de vente de la chaleur (2015) qui prend en compte les évolutions annuelles des prix des énergies suivantes :

- 2% pour les réseaux de chaleur majoritairement alimentés par les EnR ;
- 3% sur le prix de l'électricité.

Pour notre étude, nous prenons les hypothèses suivantes :

- +3% pour l'électricité.

	Scénario 1 : Electricité RT2012	Scénario 2 : PAC géothermique + RE2020	Scénario 3 : PAC géothermique + PV + RE2020
Investissement (€ TTC installé)	879 870	6 973 423	8 186 259
Subventions mobilisables (€ TTC)	0	0	0
Coût d'investissement avec subventions (en € TTC)	879 870	6 973 423	8 186 259
Coût de l'énergie (P2+P3+P4) (€/MWh)	128	111	111
Coût total en € TTC hors subventions (sur 50 ans)	146 572 959	123 819 102	125 031 939
Coût global en €/MWh TTC hors subventions	173	168	171
Coût total en € TTC avec subventions (sur 50 ans)	182 069 623	153 802 819	154 927 918
Coût global en €/MWh avec subventions	139	168	173



En tenant compte des tendances constatées et de l'évolution des coûts des énergies, l'analyse des coûts montre que les scénarios 2 et 3 à partir de 13 et 15 ans.

2.3. Investissements en lien avec les équipements nécessaires à chaque scénario

Bien que le gros entretien et le renouvellement à l’identique des installations (P3) soient pris en compte dans le coût de l’énergie dans les représentations graphiques suivantes, nous pouvons préciser les éléments suivants en matière de retour sur investissement et de durée de vie des équipements envisagés.

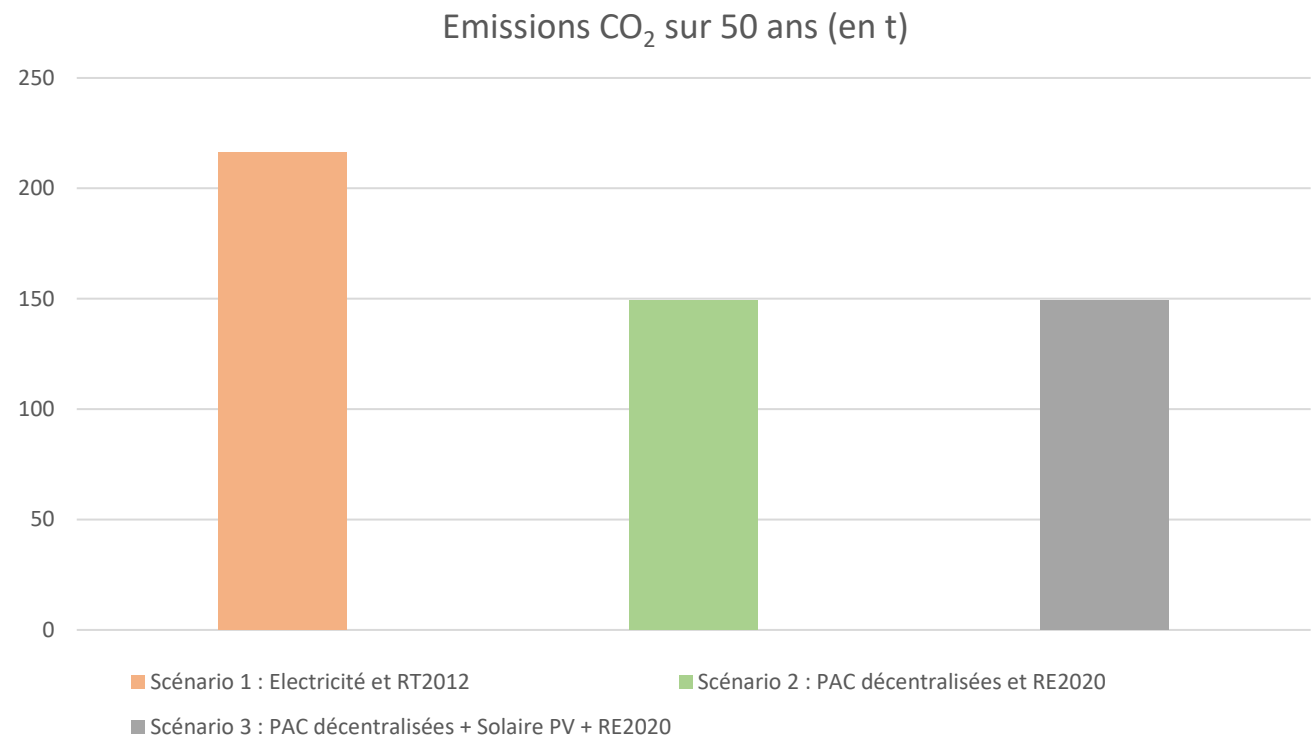
	EQUIPEMENTS MIS EN ŒUVRE	RETOUR SUR INVESTISSEMENT	DUREE DE VIE
SCENARIO 1	Chauffe-eau à accumulation	Environ 8 ans	10 ans
SCENARIO 2	PAC géothermique	5 - 10 ans	15 - 20 ans
	Chauffe-eau à accumulation	Environ 8 ans	10 ans
SCENARIO 3	PAC géothermique	5 - 10 ans	15 - 20 ans
	Panneaux solaires photovoltaïques	15 ans	25 à 30 ans
	Chauffe-eau à accumulation	Environ 8 ans	10 ans

Comme le montre le tableau ci-dessous, la mise en œuvre de chauffe-eau à accumulation semble moins pertinente du fait d’un retour sur investissement et d’une durée de vie qui sont relativement proches, nécessitant rapidement un renouvellement de l’équipement alors que le retour sur investissement se trouve seulement atteint.

3.ANALYSE ENVIRONNEMENTALE

Nous avons établi des estimatifs selon les données de références précisées plus haut dans la présente étude. Ainsi, les émissions estimées de CO2 générées, suivant les scénarios, sont les suivantes :

	Scénario 1 : Electricité et RT2012	Scénario 2 : PAC décentralisées et RE2020	Scénario 3 : PAC décentralisées + Solaire PV + RE2020
Besoins en Chaud en kWh	24 015	19 193	19 193
Emissions annuelles CO ₂ (en T/an)	4,3	3,0	3,0
Emissions CO ₂ sur 50 ans (en T)	216	149	149



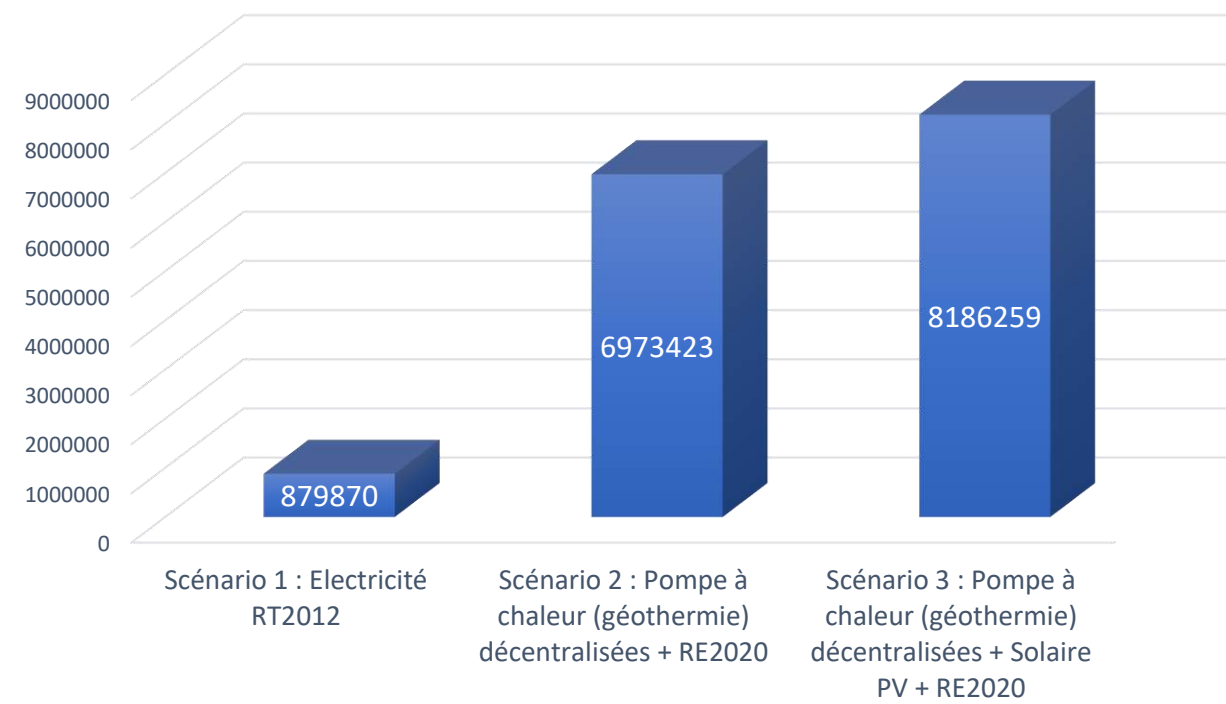
Les scénarios 2 et 3 sont plus avantageux environnementalement parlant, en matière d’émissions de gaz à effet de serre. A noter que l’électricité provenant du nucléaire présente d’autres impacts environnementaux que les émissions, notamment le stockage des déchets nucléaires. Il est également à noter que le recours aux panneaux solaires photovoltaïques a un impact sur l’environnement qui n’est pas compatibilisé dans le calcul qui ne recouvre que l’exploitation du dispositif (production des cellules notamment).

IV. CONCLUSION



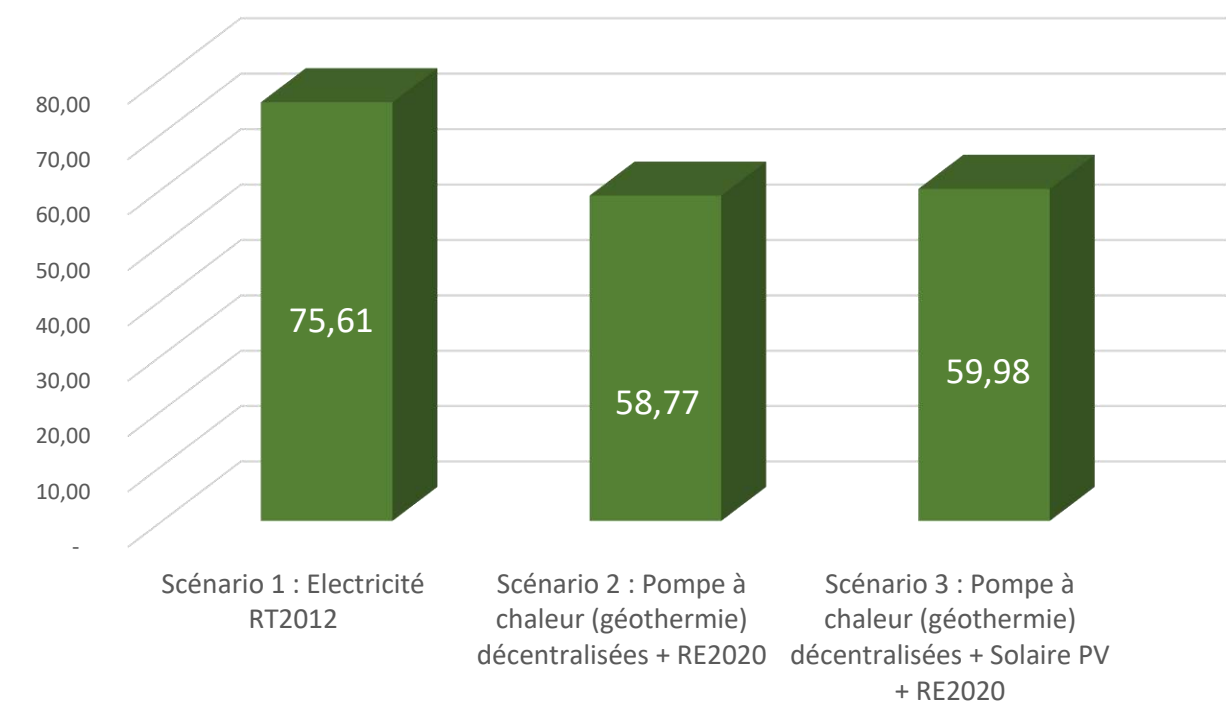
Les graphiques suivants permettent de comparer les différents scénarios analysés dans l'étude au regard des critères suivants :

Analyse économique comparative à l'investissement initial des différents scénarios



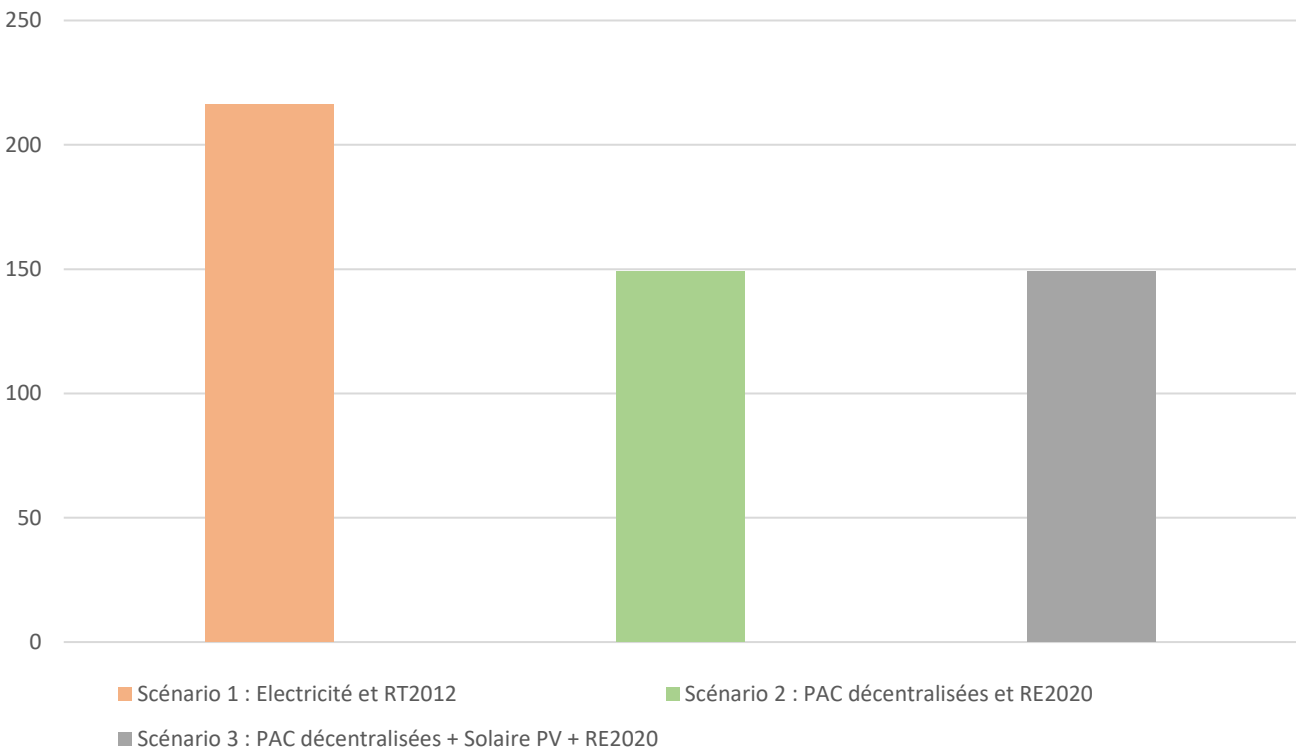
■ Cout d'investissement avec subventions (en...)

Analyse économique comparative sur le coût total des différents scénarii



■ Cout total en Millions d'€ TTC avec subventions (sur 50 ans) sans évolution du cout de l'énergie

Analyse environnementale comparative des différents scénarios sur la base des émissions de CO₂



Si la réflexion se porte sur un investissement à long terme, et en tenant compte des évolutions du coût de l'énergie les scénarios 2 et 3 semblent être les plus intéressants d'un point de vue économique, ils présentent également le meilleur bilan carbone. Toutefois, il est nécessaire de prendre en compte les émissions indirectes liées aux conditions de production des cellules thermiques et photovoltaïques, qui ne sont pas comptabilisées dans ce bilan. Il sera notamment préférable de choisir une production en France afin de limiter cet impact.

La solution ayant recours au tout électrique ne semble pas être la plus avantageuse. Il est en effet nécessaire de prendre en compte le coût total sur 50 ans, ainsi que l'évolution du coût de cette énergie non renouvelable. Par ailleurs, l'énergie électrique génère des déchets nucléaires qu'il est nécessaire de gérer.