



SEDELKA

Projet d'aménagement de l'îlot C à FLEURY-
SUR-ORNE (14)

Actualisation de l'étude de faisabilité du potentiel en énergies renouvelables

Rapport

Réf : CICENO223065/ 23-ICE-NO-RC-0053

MAPH / AUME

03/02/2023



SEDELKA

Projet d'aménagement de l'ilot C à FLEURY-SUR-ORNE (14)

Actualisation de l'étude de faisabilité du potentiel en énergies renouvelables

Ce rapport a été rédigé avec la collaboration de :

Objet de l'indice	Date	Indice	Rédaction Nom / signature	Vérification Nom / signature	Validation Nom / signature
Rapport	03/02/2023 3	01	M. PHILOMIN	A. MERCIER	A. MERCIER

Numéro de contrat / de rapport :	Erreur ! Référence non valide pour un signet.
Numéro d'affaire :	A49052
Domaine technique :	ER07
Mots clé du thésaurus	ENERGIES RENOUVELABLES

BURGEAP Activité ICE • 143, avenue de Verdun – 92442 Issy-les-Moulineaux CEDEX

Tél. 33 (0) 1 46 10 25 51

burgeap.paris@groupeginger.com

Résumé non technique à l'attention des décideurs

La présente étude a pour objet d'actualiser l'étude de faisabilité en énergies renouvelables sur le projet d'aménagement, mené par SEDELKA sur la commune de Fleury-sur-Orne dans le département du Calvados.

L'opération d'aménagement prévoit la construction d'environ **60 740 m²** de surface de plancher. Selon la programmation surfacique suivante :

- **Macro-lot A :**

36 967 m² de surface de plancher répartis sur 11 lots avec logements plus commerces en RDC :

- 35 767 m² de logement (environ 540 logements)
- 1 200 m² de commerces.

- **Macro-lot B :**

17 906 m² de surface de plancher dédiées à une programmation d'économie mixte avec bureaux et activités. Répartition sur 4 lots.

- 10 500 m² de tertiaires
- 7 324 m² d'activités et locaux mixte.

- **Macro-lot D :**

5 867 m² sur un lot d'hébergement et services liés à la typologie d'hébergement.

L'étude de potentiel EnR se déroule en deux temps :

- **Un volet diagnostic**, qui comprend :

- L'analyse des besoins du projet, rappelé dans le tableau ci-dessous :

Usage énergétique	Projet global
Chauffage	1 490 MWh/an
Froid	190 MWh/an
Eau chaude sanitaire	1 160 MWh/an
Electricité règlementaire (ventilation, éclairage)	1 060 MWh/an

- Une analyse du potentiel en énergies renouvelables du site, qui a permis d'identifier la pertinence du raccordement au **réseau de chaleur Caen Sud** (dont l'exploitant est Dalkia), du **bois-énergie**, du **solaire thermique**, de la **géothermie** et de l'**aérothermie**;
- **Un volet analyse des scénarios**, qui compare quatre scénarios « renouvelables » avec un scénario conventionnel, selon des critères techniques, économiques et environnementaux.
 - Scénario ENR 1 : ce scénario met en œuvre des **capteurs solaires thermiques** pour la production d'eau chaude sanitaire, des **chaudières gaz à condensation** assurant la couverture des besoins de chauffage et l'appoint ECS. Des **pompes à chaleurs aérothermiques** pour la production de froid dans les locaux d'activité.

- Scénario ENR 2 : ce scénario met en œuvre un micro-réseau pour la production de chaleur alimenté par la **géothermie sur nappe** avec un appoint par **chaudière gaz à condensation**. Des **pompes à chaleurs aérothermiques** pour la production de froid dans les locaux d'activité.
- Scénario ENR 3 : ce scénario met en œuvre une **chaufferie biomasse** alimentant un micro-réseau pour la production de chaleur avec un appoint par **chaudière gaz à condensation**. Des **pompes à chaleurs aérothermiques** pour la production de froid dans les locaux d'activité.
- Scénario ENR 4 : raccordement au réseau de chaleur de chauffage urbain pour la production de chaleur (chauffage et l'ECS). Des **pompes à chaleurs aérothermiques** pour la production de froid dans les commerces et les bureaux.

Les scénarios ENR ont été comparés avec le scénario « conventionnel » suivant :

- Scénario Econv : une **chaudière gaz à condensation** par bâtiment du projet pour la production de chaleur (chauffage et ECS). Production de froid avec des PAC aérothermiques.

Cette analyse a permis de mettre en avant que, que les équipements de production d'ENR présentent un investissement initial plus important (1,2 à 3,2 fois plus importants). Ce surcoût est cependant compensé sur le coût global dans le cas des scénarios ENR grâce à un coût de combustible moins important du fait d'une plus faible sensibilité à l'évolution du prix de l'énergie. Le scénario ENR 4, présente ainsi un coût global 14% inférieur au scénario conventionnel.

Il est également à noter que des programmes d'aides financières existent, tels que le Fonds Chaleur de l'ADEME, afin de réduire l'impact financier de l'intégration d'énergies renouvelables sur un projet, ce qui permettrait de réduire le coût global de ces scénarios.

En termes d'impacts environnementaux, les émissions de gaz à effet de serres sont réduites par rapport au scénario conventionnel de 22% pour le scénario ENR 1, 81% pour le scénario ENR 2, 76% pour le scénario ENR 3, et de 83% pour le scénario ENR 4.

SOMMAIRE

Résumé non technique à l'attention des décideurs	3
1. Introduction	8
1.1 Notre vision de la problématique énergétique	8
1.2 Contexte réglementaire	9
1.2.1 La loi Grenelle	9
1.2.2 La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte	9
2. Méthodologie	10
CAHIER 1	11
3. Caractéristiques du projet	12
3.1 Périmètre d'étude	12
3.2 Données collectées et scénario d'aménagement	12
3.2.1 Scénario d'aménagement	12
3.2.2 Stratégie énergétique locale	13
3.3 Caractérisation des besoins	14
3.3.1 Energie primaire, finale et utile	14
3.3.2 Besoins du site	15
4. Analyse du potentiel en Energies Renouvelables et de Récupération . 16	
4.1 Réseaux de chaleur	16
4.1.1 Raccordement à un réseau existant	16
4.1.2 Création	18
4.2 Energie hydraulique	19
4.3 Energie solaire	21
4.3.1 Données climatiques et gisement	21
4.3.2 Surface de toiture disponible	21
4.3.3 Projet à proximité de monuments historiques	22
4.3.4 Solaire photovoltaïque	22
4.3.5 Solaire thermique	24
4.4 Energie éolienne	25
4.4.1 Grand éolien (puissance > 350 kW)	25
4.4.2 Moyen et Petit éolien	25
4.5 Combustion de biomasse	26
4.5.1 Bois énergie	26
4.5.2 Biomasse agricole	27
4.6 Biogaz	28
4.6.1 Valorisation des déchets	28
4.6.2 Valorisation des sous-produits agro-alimentaires	28
4.7 Géothermie	30
4.7.1 Code Minier	31
4.7.2 Géothermie sur nappe	32
4.7.3 Géothermie sur sondes	33
4.8 Récupération de chaleur sur eaux usées	34
4.8.1 Installation collective au projet	34
4.8.2 Installation individuelle (au bâtiment ou au logement)	34
4.9 Chaleur fatale industrielle	34
4.10 Aérothermie	35
4.11 Cogénération	35
4.12 Synthèse de l'analyse de potentiel en EnR	36

5. Conclusions intermédiaires : scénarios énergétiques retenus	38
CAHIER 2	39
6. Dimensionnements techniques	40
6.1 Scénario Econv.....	41
6.2 Scénario ENR 1.....	41
6.2.1 Production de chaleur.....	41
6.2.2 Production de froid	41
6.3 Scénario ENR 2.....	41
6.4 Scénario ENR 3.....	44
6.4.1 Production de chaleur.....	44
6.4.2 Production de froid	44
6.5 Scénario ENR 4.....	44
6.5.1 Production de chaleur.....	44
6.5.2 Production de froid	44
7. Analyse multicritère des scénarios retenus	45
7.1 Coûts d'investissements.....	45
7.2 Analyse économique en coût global	46
7.2.1 Hypothèses économiques.....	46
7.2.2 Evolution des prix de l'énergie	46
7.2.3 Résultats économiques	46
7.2.4 Résultats environnementaux.....	48
8. Conclusion	50

TABLEAUX

Tableau 1 : Besoins en énergie des bâtiments du projet (en kWh _{eu} /m ² SDP).....	15
Tableau 2 : Tarifs de rachat total de l'électricité PV pour le 2 ^{ème} trimestre 2021 en fonction de la puissance installée et du type d'intégration	23
Tableau 3 : Tarifs de rachat du surplus de l'électricité PV pour le 2 ^{ème} trimestre 2021 en fonction de la puissance installée et du type d'intégration.....	23
Tableau 4 : Synthèse de l'analyse du potentiel du site en énergies renouvelables et de récupération.....	36
Tableau 5 : Coûts estimés des équipements de production énergétique *.....	45
Tableau 6 : Synthèse du comparatif des différents scénarios	51

FIGURES

Figure 1 : Prospective aérienne du projet (source : SEDELKA).....	Erreur ! Signet non défini.
Figure 2 : Schéma de la chaîne énergétique	15
Figure 3 : Schématisation du projet d'extension du réseau de chaleur (source : Rapport annuel de la Ville de Caen en matière de Développement Durable, 2020)	17
Figure 4 : Plan masse avec une estimation de longueur de réseau nécessaire.....	18
Figure 5 : Réseau hydrographique à proximité du site étudié (Source : Geoportail)	20
Figure 6 : Ensoleillement moyen annuel en kWh/m ² /an (Source : PVGIS).....	21
Figure 7 : Classes de géothermie.....	31
Figure 8 : Exemple de profil annuel présenté.....	40
Figure 9 : Monotone de puissance pour la chaleur	42
Figure 10 : Monotone de puissance pour le froid	42
Figure 11 : Puissances des PAC et des chaudières gaz	43

Figure 12 : Coût global annualisé des différents scénarios étudiés	47
Figure 13 : Comparatif environnemental (GES et particules) des scénarios étudiés	48

CARTES

Carte 1 : Localisation du projet et périmètre d'étude (source : Google Earth)	12
Carte 2 : Implantation du projet et déclinaison du programme (source : SEDELKA)	13
Carte 3 : Eligibilité du projet à la géothermie de minime importance pour les installations sur sondes verticales et sur nappe (Source : BRGM/geothermies.fr)	32

1. Introduction

L'analyse préliminaire d'opportunités de développement des énergies renouvelables est initiée avec les premières étapes d'un projet d'aménagement. La présente étude sert à mettre à jour l'étude de faisabilité d'approvisionnement en ENR&R réalisée par GINGER BURGEAP en juin 2021, afin d'y **intégrer la nouvelle programmation du projet de novembre 2022**.

Les données de programmation sont issues de la présentation du permis d'aménager du 11/2022

Ce volet de la mission doit ainsi permettre:

- d'identifier le potentiel d'intégration du nouveau réseau de chaleur à l'échelle de l'opération d'aménagement ;
- de savoir si la mise en œuvre de systèmes énergétiques associés à cette énergie est réalisable ;
- d'évaluer les conditions de sa rentabilité.

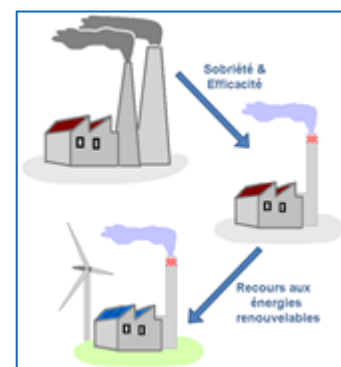
Il s'agit donc de faire émerger, selon une analyse multicritère (technologie, contraintes de mise en œuvre, investissement, coût global, coût environnemental, etc.), les projets les plus pertinents pour maximiser la part d'énergies renouvelables dans le mix énergétique d'approvisionnement de l'aménagement.

Le présent rapport constitue un guide à destination du développeur immobilier présentant les possibilités et le potentiel d'approvisionnement en EnR&R pour la réalisation du programme d'aménagement situé sur le site du Fleury-sur-Orne (14).

1.1 Notre vision de la problématique énergétique

Dans le contexte énergétique et climatique actuel, le recours aux énergies renouvelables (ENR) doit être envisagé comme le dernier maillon d'une chaîne vertueuse visant à réduire les consommations d'énergies fossiles non renouvelables et relocaliser la production d'énergie. Il n'a de sens que si des actions prioritaires sont menées en amont sur les questions de sobriété et d'efficacité énergétique. On entend par sobriété énergétique la suppression des gaspillages par la responsabilisation de tous les acteurs, du producteur aux utilisateurs. L'efficacité énergétique quant à elle consiste à réduire le plus possible les pertes par rapport aux ressources utilisées. Ainsi les actions de sobriété et d'efficacité réduisent les besoins d'énergie à la source. La production d'ENR doit alors être encouragée et favorisée pour satisfaire le solde des besoins d'énergie dans le but d'équilibrer durablement ces besoins avec les ressources disponibles et ainsi limiter le recours aux énergies non renouvelables.

La présente étude s'inscrit dans cette démarche.



1.2 Contexte réglementaire

1.2.1 La loi Grenelle

La loi n°2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'Environnement, dite Grenelle I, établit le programme de mise en œuvre des conclusions de la consultation nationale sur la politique de l'environnement. Le texte est composé de 57 articles regroupés en 5 grands titres :

- Lutte contre le changement climatique
- Biodiversité, écosystème et milieux naturels
- Prévention des risques pour l'environnement et la santé, prévention des déchets
- Etat exemplaire
- Gouvernance, information et formation

L'article 8 de la présente loi, transcrit à l'article L300-1 du Code de l'Urbanisme stipule que « *Toute action ou opération d'aménagement faisant l'objet d'une étude d'impact doit faire l'objet d'une étude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables de la zone, en particulier sur l'opportunité de la création ou du raccordement à un réseau de chaleur ou de froid ayant recours aux énergies renouvelables et de récupération.* ».

1.2.2 La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte ainsi que les plans d'action qui l'accompagnent doivent permettre à la France de contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et de renforcer son indépendance énergétique en équilibrant mieux ses différentes sources d'approvisionnement.

Les objectifs de la loi précisent ou renforcent ceux établis par les lois Grenelle :

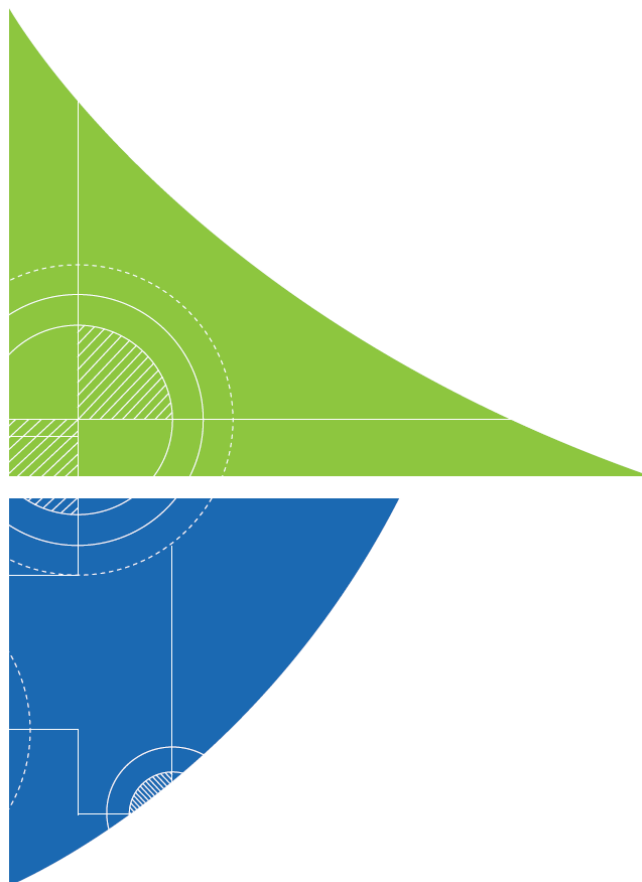
- Réduire nos émissions de gaz à effet de serre de 40% entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 (facteur 4).
- Réduire notre consommation énergétique finale de 50% en 2050 par rapport à la référence 2012.
- Réduire notre consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30% en 2030 par rapport à la référence 2012.
- Porter la part des énergies renouvelables à 32% de la consommation finale d'énergie en 2030 et à 40% de la production d'électricité.
- Diversifier la production d'électricité et baisser à 50% la part du nucléaire à l'horizon 2025.
- Réduire de 50% les déchets mis en décharge à l'horizon 2025.

2. Méthodologie

L'étude proposée par GINGER BURGEAP se déroule en deux phases :

- Diagnostic (cahier 1) ;
 - Caractérisations des besoins énergétiques du projet,
 - Analyse du potentiel en énergies renouvelables et de récupération,
 - Sélection des scénarios.
- Faisabilité (cahier 2) ;
 - Pré dimensionnement,
 - Analyse multicritère.

CAHIER 1

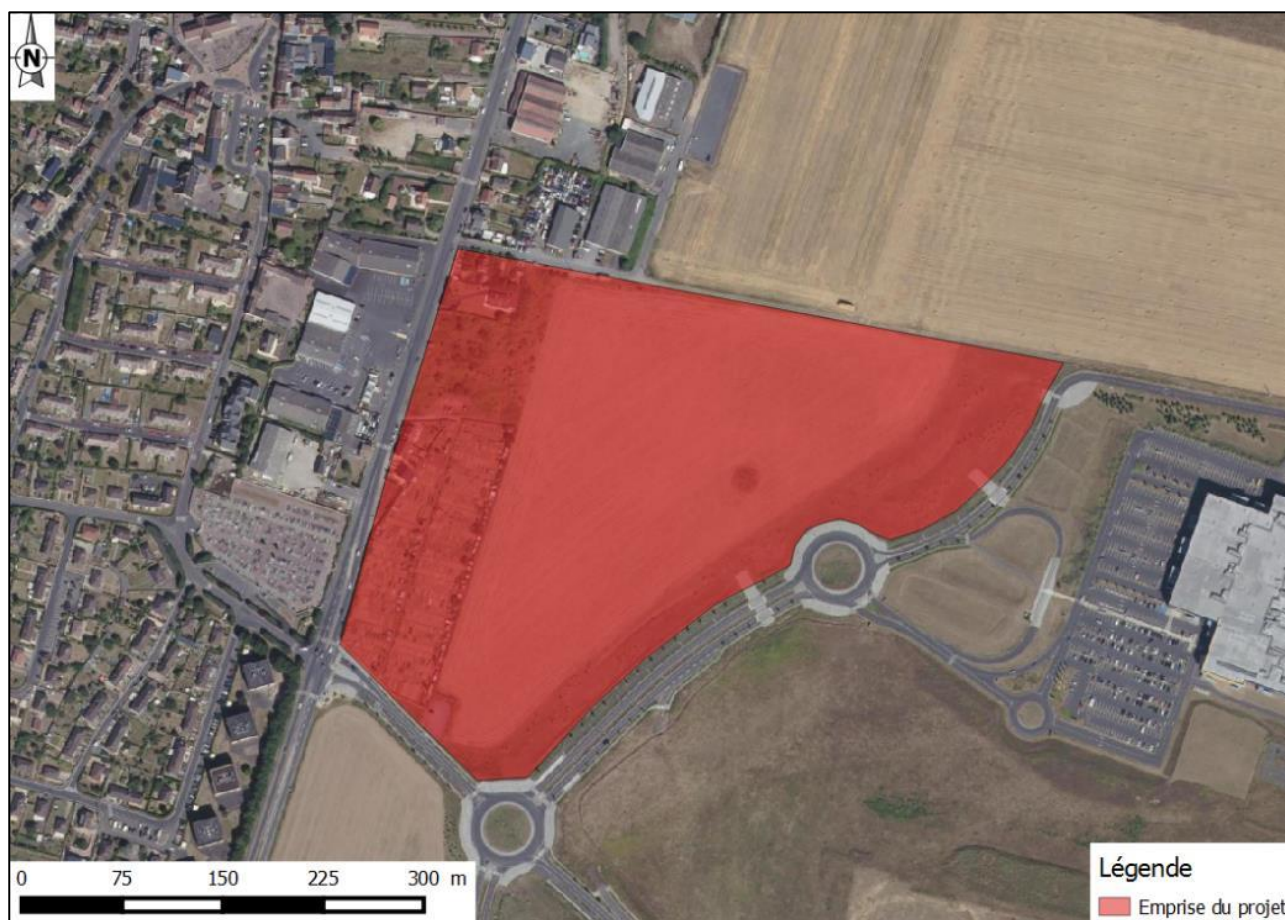


3. Caractéristiques du projet

3.1 Périmètre d'étude

L'étude de faisabilité du potentiel du potentiel en énergies renouvelables et de récupération, notée étude de faisabilité ENR&R par la suite, concerne le projet d'aménagement au sein de la ZAC Parc d'Activités ; sur la commune de Fleury-sur-Orne.

La figure ci-dessous illustre la situation du projet d'aménagement :



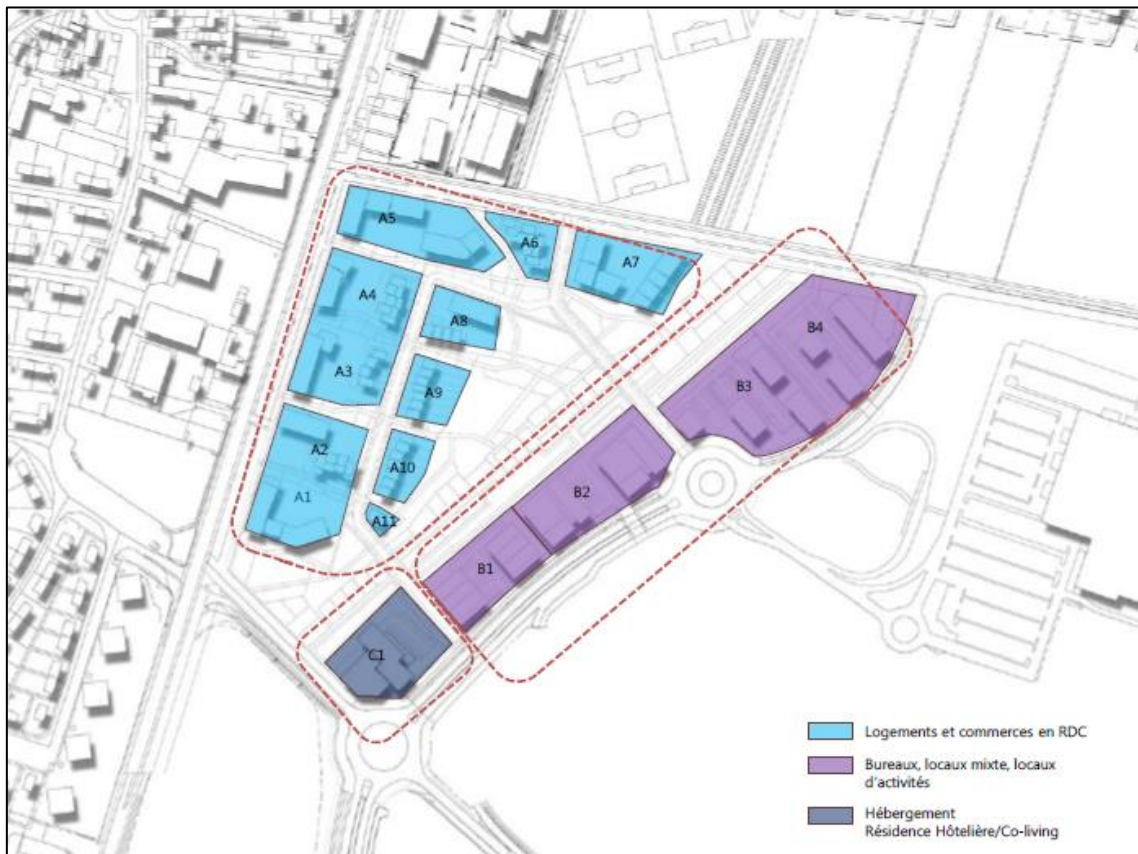
Carte 1 : Localisation du projet et périmètre d'étude (source : Google Earth)

3.2 Données collectées et scénario d'aménagement

3.2.1 Scénario d'aménagement

Le projet d'aménagement, porté par SEDELKA, prévoit la réalisation d'un **programme mixte d'environ 61 000 m² de SDP**, répartis sur trois macro-lots principaux, selon la programmation suivante :

- Secteur A : Valorisation de la route d'Harcourt et du quadrant Sud-Ouest du centre-bourg, à vocation résidentielle dont :
 - 35 767 m² de surface de plancher de logements collectifs,
 - 1 200 m² de surface de planchers de commerces en RDC
- Secteur B : Développement d'une programmation à dominante économique avec développement tertiaire, locaux mixte et locaux d'activités dont :
 - 10 500 m² de tertiaires
 - 7 324 m² d'activités et locaux mixte.
- Secteur C : Développement d'un bâtiment signal à vocation d'hébergement spécifique :
 - 5 867 m² de surface de plancher.



Carte 2 : Implantation du projet et déclinaison du programme (source : SEDELKA)

3.2.2 Stratégie énergétique locale

La communauté urbaine de Caen la Mer a signé un engagement en 2016 pour obtenir la labellisation Cit'ergie afin d'encourager l'application des objectifs définis par le Plan Climat Energie Territorial. Ce label signifie que la collectivité œuvre à plus de 35% de son potentiel contre le changement climatique.

En 2017, la communauté urbaine a également répondu à l'appel à projets national TEPCV (Territoire à énergie positive pour la croissance verte) et est l'un des lauréats. De ce fait, Caen la Mer bénéficie d'une aide lui permettant d'appliquer localement les objectifs fixés par le projet de loi sur la transition énergétique. Sur le long terme, les axes majeurs de développement durable sont :

- Un plan lumière : l'optimisation de l'éclairage public dans les zones d'activités communautaires par le remplacement des points lumineux, ce qui a généré en 2019 une baisse de 49 % des consommations.
- Un Schéma Directeur Energies (SDE) en cours de réalisation qui permettra d'accompagner les collectivités, les bailleurs sociaux, les fournisseurs d'énergies, les industriels et les habitants dans leurs différents projets d'aménagements, de constructions et de rénovations. Cet outil permettra d'élaborer une stratégie pour économiser l'énergie sur le territoire de la communauté urbaine à l'horizon 2030-2050 avec pour objectifs :
 - Une baisse de 50% de la consommation d'énergie
 - Un taux d'énergie renouvelable de 45% dans le mix énergétique du territoire.
- Un plan de développement réseau de chaleur au sud de Caen et une chaufferie bois (actuellement opérationnel depuis fin 2017).

En 2018, Caen Normandie Métropole a débuté l'élaboration de deux Plans Climat Air Energie Territorial (PCAET), dont un à l'échelle du Schéma de Cohérence Territorial (SCoT Caen-Métropole), afin de donner plus d'ampleur à la stratégie environnementale pensée par les élus. (

Les solutions d'approvisionnement en énergies renouvelables proposées dans la présente étude de valorisation du potentiel en ENR du projet d'aménagement du Parc d'activités s'inscriront dans ces objectifs territoriaux et permettront de contribuer à l'augmentation des ENR dans le mix énergétique de la région.

3.3 Caractérisation des besoins

3.3.1 Energie primaire, finale et utile

Les concepts d'énergie primaire, finale et utile sont abondamment utilisés dans les problématiques énergétiques et doivent être clairement compris par le lecteur. Ils caractérisent les performances d'une filière énergétiques depuis l'amont (énergie primaire) jusqu'à l'aval (énergie utile).

On distingue ainsi :

- **Énergie primaire** (en kWh_{ep}) : énergie brute (non transformée) puisée dans l'environnement (houille, lignite, pétrole brut, gaz naturel, etc.). Concernant la production d'électricité à partir de combustible nucléaire, l'énergie primaire fait référence à la chaleur produite par le combustible avant transformation en électricité ;
- **Énergie finale** ou disponible chez l'utilisateur (en kWh_{ef}) : énergie qui se présente sous sa forme livrée pour sa consommation finale (essence à la pompe, fioul ou gaz « entrée chaudière », électricité aux bornes du compteur, etc.) ;
- **Énergie utile / besoin** (en kWh_{eu}) : énergie qui réalise effectivement la tâche voulue pour l'utilisateur après la dernière conversion par ses propres appareils (rendement global d'exploitation). Dans le cas de la chaleur délivrée à l'usager, on parle souvent de besoins de chaleur.

Le schéma de la chaîne énergétique, présentant les divers jeux de conversion entre les différentes formes d'énergie, est disponible ci-dessous :

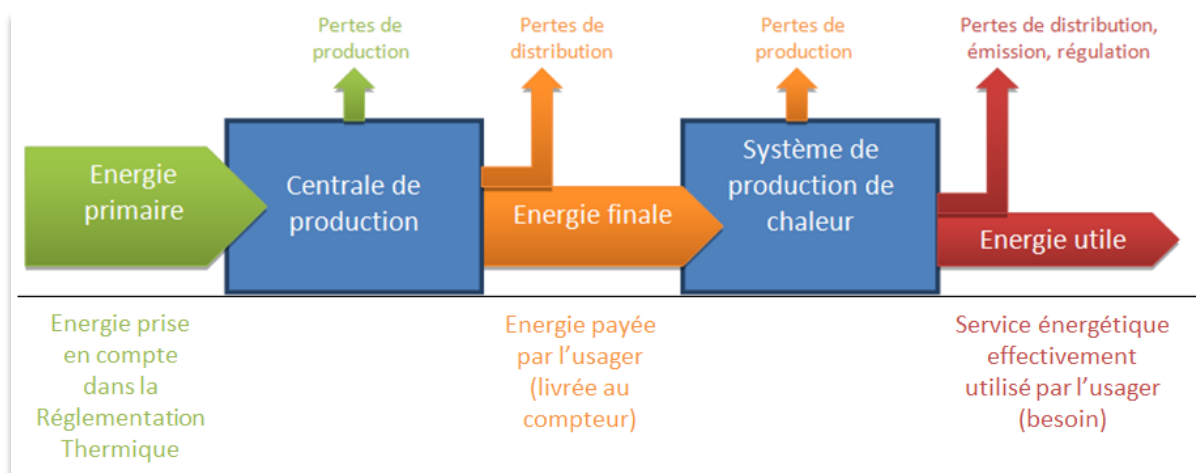


Figure 1 : Schéma de la chaîne énergétique

3.3.2 Besoins du site

D'après les informations fournies par SEDELKA, le programme du projet (répartition de la SDP, nombre de logements, ...) ayant évolué par rapport à 2021, les besoins énergétiques annuels sont donc actualisés et présentés.

Pour rappel, l'estimation des besoins énergétiques annuels des activités du projet est réalisée sur la base des ratios présentés ci-dessous (ces ratios ont également été actualisés) :

Tableau 1 : Besoins en énergie des bâtiments du projet (en kWh_{eu}/m²_{SDP})

Usage énergétique	Logements collectifs	Logements individuels	Bureaux	Commerces	Hébergement/Co-living	Activités
Chauffage	23	25	22	18	25	35
Froid	0	0	10	18	10	0
ECS	27	40	0	0	22	0
Electricité spécifique	30	30	44	45	30	120

Sur l'ensemble du projet, les besoins en MWh_{eu}/an s'élèvent à :

- 1 490 MWh_{eu}/an en chauffage ;
- 1 160 MWh_{eu}/an en ECS ;
- 190 MWh_{ef}/an en climatisation ;
- 2 650 MWh_{ef}/an en électricité spécifique.

4. Analyse du potentiel en Energies Renouvelables et de Récupération

4.1 Réseaux de chaleur

L'étude de potentialité du raccord à un réseau de chaleur ou de froid existant ou la création d'un réseau est un des axes de travail obligatoire d'une étude de faisabilité ENR. En effet, ces solutions mutualisées de production énergétique sont un moyen de développer à grande échelle les énergies renouvelables. Le réseau de chaleur permet de bénéficier de l'effet de foisonnement¹ et donc parfois de diminuer les coûts d'investissement. Par contre, ils nécessitent une prise en compte particulière en amont du projet et souvent un portage fort de la part de l'aménageur.

4.1.1 Raccordement à un réseau existant

La ville de Caen située à proximité immédiate de Fleury-sur-Orne dispose de deux réseaux de chaleur :

- Le réseau de chaleur de Caen Nord (Hérouville Saint Clair) passe à plus de 5 km au Nord du site. Ce réseau de chaleur alimenté par la chaleur produite à partir de l'incinération des déchets à l'usine de Colombelles, est géré par la SEMMERET (Société d'économie mixte pour la maîtrise et la récupération de l'énergie thermique) et présente un taux de couverture de 93%.
- Le réseau de chaleur de Caen Sud (Grâce de Dieu/Guérinière), mis en service en Novembre 2016 et alimenté par une chaufferie bois. Son exploitation est assurée par Dalkia, dans le cadre d'une Délégation de Service Public (DSP). Ce réseau de chaleur annonce un taux EnR de 60% et est situé à environ 2 km de la ZAC Parc d'Activités.

Avec la création de l'écoquartier des Hauts de l'Orne au nord du projet SEDELKA, il existe une volonté de la part de la ville de Fleury Sur Orne de raccorder les équipements publics de la ZAC des Hauts de l'Orne au réseau de Caen Sud. Un possible raccordement supplémentaire du projet SEDELKA au sud de la ZAC, est également envisagé avec une longueur de réseau supplémentaire de 500 m². En application de l'avenant n°1 à la délégation de service public « RCU Caen Sud » signée le 19 janvier 2019, le concessionnaire (Dalkia) a débuté les travaux d'extension du réseau de chaleur urbain à la ZAC des Hauts de l'Orne en juin 2019. Le projet d'extension du réseau est précisé ci-dessous :

¹ Le phénomène de foisonnement est observé quand les usages de chaleur/froid sont désynchronisés sur la zone (usages de jour et de nuit par exemple). Dans ce cas, la mutualisation des systèmes de production énergétique permet un dimensionnement inférieur à la somme des équipements individuels. En pratique, plus la diversité des activités de la zone alimentée par un réseau est grande, plus le foisonnement est grand. Sur des réseaux urbains importants, ce foisonnement peut atteindre 50%, ce qui signifie que l'on peut réduire de moitié la puissance des équipements par rapport à la somme de celles des solutions individuelles.

² Rapport 2018 de la Ville de Caen en matière de Développement Durable

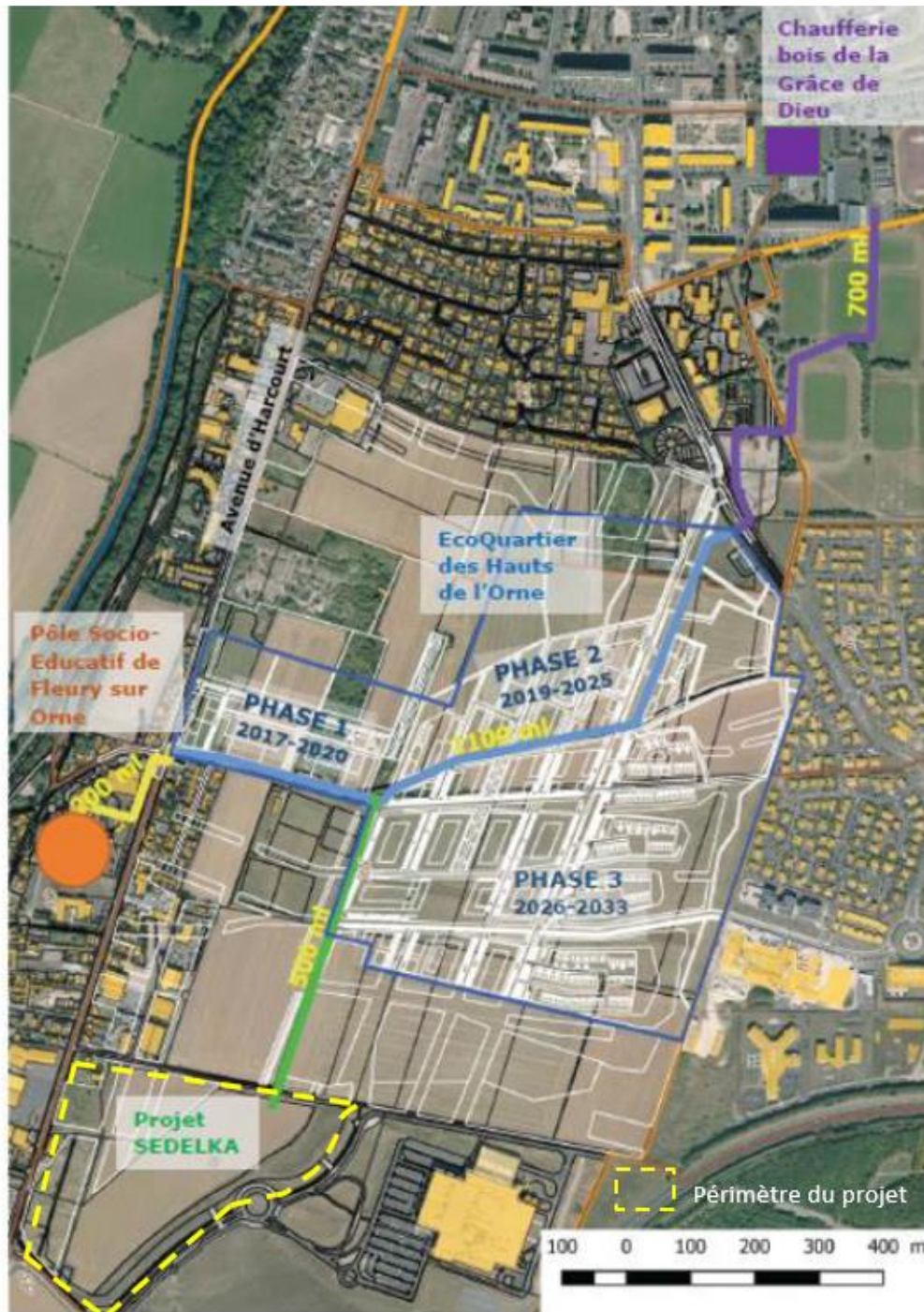


Figure 2 : Schématisation du projet d'extension du réseau de chaleur (source : Rapport annuel de la Ville de Caen en matière de Développement Durable, 2020)

Conclusion sur la ressource

La ZAC des Hauts de l'Orne étant désormais raccordé au réseau de chaleur de Caen Sud, le raccordement au projet peut être envisagé.

Solution retenue pour la suite de l'étude.

4.1.2 Création

Pour apprécier la pertinence du futur réseau, il faut calculer la densité énergétique du futur réseau. Elle représente la quantité d'énergie distribuée sur la longueur du réseau à installer. Plus la densité du réseau est élevée, plus l'installation est justifiée. A l'inverse, un réseau de faible densité va entrainer trop de pertes en ligne par rapport à l'énergie réellement distribuée. Une estimation de la longueur de réseau nécessaire a été faite d'après le plan directeur



Figure 3 : Plan masse avec une estimation de longueur de réseau nécessaire

La longueur du réseau estimée est de **1 200 m**. L'estimation de la densité d'un réseau pour le projet d'aménagement est donnée ci-dessous :

C_{Ac} – consommation thermique utile en chauffage et ECS annuelle du projet = **2 650 MWh/an**

L – longueur du réseau = **1 200** mètres linéaires

Dc – densité énergétique du réseau de chaleur = $C_{Ac}/L = 2,2$ MWh/(ml.an)

La densité énergétique estimée pour le projet est élevée avec 2,2 MWh par mètre linéaire pour la chaleur. A titre d'exemple, le seuil d'éligibilité de l'aide Fonds Chaleur de l'ADEME est de l'ordre de 1,5 MWh/ml/an.

La création d'un réseau de chaleur sur site est donc envisageable.

Conclusion sur la ressource :

La densité énergétique estimée est supérieure au seuil d'éligibilité à l'aide du Fonds Chaleur de l'ADEME et permettent d'envisager la création de réseaux de chaleur.

La pertinence de cette création sera cependant à confirmer par l'étude des potentiels EnR qui seront identifiés dans la suite de l'étude, afin d'estimer s'ils sont à même de couvrir ou non les besoins énergétiques raccordés sur ce réseau.

4.2 Energie hydraulique

L'hydroélectricité est la première source renouvelable d'électricité en France métropolitaine en termes de production. Les installations hydroélectriques représentent 13% de la production d'électricité française (énergie), et 19% de la capacité électrique installée (puissance) sur le territoire en 2020 (soit environ 25 731 MW).

L'Orne passe à environ 500 mètres du site concerné, mais le profil du cours d'eau n'est pas favorable à l'implantation de nouvelles concessions. En particulier, une installation sur ce cours d'eau ne serait pas pertinente du fait des nombreuses contraintes techniques (faible dénivelé impliquant la rehausse de la ligne d'eau, modification de l'inondabilité, etc.). L'étude du réseau hydrographique de la zone montre qu'aucun cours d'eau exploitable pour la production d'hydroélectricité ne circule à proximité du projet.



Figure 4 : Réseau hydrographique à proximité du site étudié (Source : Geoportail)

Conclusion sur la ressource :

Aucune ressource exploitable à proximité

Solution non retenue pour la suite de l'étude.

4.3 Energie solaire

L'énergie solaire est présente partout (énergie de flux), intermittente (cycle journalier et saisonnier, nébulosité), disponible (pas de prix d'achat, pas d'intermédiaire, pas de réseau) et renouvelable. Cependant, elle nécessite des installations pour sa conversion en chaleur ou en électricité. Le caractère intermittent impose de se munir d'un système d'appoint pour assurer une production énergétique suffisante tout au long de la journée et de l'année.

Le présent rapport se focalise sur les technologies jugées pertinentes à l'échelle d'une opération d'aménagement : la production d'électricité par panneau solaire photovoltaïque et la production d'eau chaude sanitaire par panneau solaire thermique.

4.3.1 Données climatiques et gisement

Sur la commune de Fleury-sur-Orne, le rayonnement solaire annuel reçu par une surface plane horizontale est d'environ 1 170 kWh/(an.m²), ce qui est du même ordre de grandeur que la moyenne en France.

Résultats de la simulation	
Angle d'inclinaison:	0 °
Angle d'azimut:	0 °
Production annuelle PV:	929.53 kWh
Irradiation annuelle:	1169.15 kWh/m ²
Variabilité interannuelle:	35.37 kWh

Figure 5 : Ensoleillement moyen annuel en kWh/m²/an (Source : PVGIS)

Avec une **configuration optimale (inclinaison à 39° et orientation sud)**, les panneaux peuvent recevoir un **rayonnement annuel atteignant 1 370 kWh/m²**. Ce potentiel constitue une ressource non négligeable et permet d'étudier plus en détail l'utilisation de cette ressource.

La surface de toiture disponible et l'ensoleillement sont à mettre en regard des rendements des systèmes de production énergétique afin de conclure s'il y a présence ou non d'un réel potentiel solaire, tout en tenant compte d'une compétition entre les usages de toiture (terrasses, toitures végétalisées, gestion des eaux pluviales, ...) et de la présence éventuelle de masques.

4.3.2 Surface de toiture disponible

D'après les surfaces de plancher envisagées, la surface de toiture « brute » du projet éventuellement mobilisable pour le solaire thermique est d'environ 12 400 m² (en considérant uniquement les logements). Pour le solaire photovoltaïque, la surface « brute » disponible est d'environ 15 400 m² (en considérant tous les bâtiments). Afin de tenir compte d'une concurrence entre les usages de toiture (terrasses, toitures végétalisées), des orientations, de la place nécessaire à l'entretien des panneaux et pour éviter les ombres portées entre eux, la surface disponible sur l'ensemble du projet pour les panneaux est considérée égale à environ 30% de la toiture brute, soit **3 700 m²** environ pour le solaire thermique, et **4 600 m²** pour le cas du photovoltaïque:

Au vu des immeubles existants à proximité de la zone considérée, nous faisons l'hypothèse de toits terrasses permettant d'installer les panneaux selon une orientation optimale pour recevoir le rayonnement.

4.3.3 Projet à proximité de monuments historiques

Les articles L. 313-1 et 2 du code de l'urbanisme imposent la consultation de l'Architecte des Bâtiments de France (ABF) lorsque les projets de travaux sont situés dans un espace protégé tel que les abords de monuments historiques. La loi du 25 février 1943 instaure également un périmètre de protection de 500 m de rayon autour des monuments historiques, classés ou inscrits.

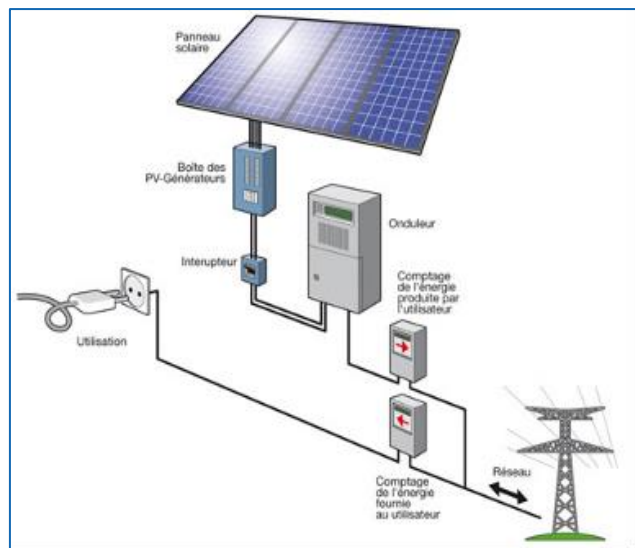
D'après les informations consultées sur la cartographie Atlas des patrimoines, le projet n'est pas situé dans un périmètre de protection de monuments historiques.

4.3.4 Solaire photovoltaïque

La filière photovoltaïque (PV) peut être séparée en deux types d'application, à savoir les systèmes de production d'électricité autonomes et les systèmes de production d'électricité raccordés au réseau de distribution de l'électricité.

Compte tenu du contexte de la mission, et de la désynchronisation entre les périodes de besoin en électricité et les périodes de production pour les usages électriques majeurs du site, seule la filière photovoltaïque raccordée au réseau sera évoquée par la suite.

Les panneaux solaires PV produisent de l'électricité à l'aide du rayonnement solaire (énergie solaire renouvelable). La performance énergétique d'un système photovoltaïque est influencée par un certain nombre de facteurs, notamment climatiques, technologiques, de conception et de mise en œuvre.



Potentiellement les panneaux solaires photovoltaïques peuvent s'installer partout : en toiture ou en terrasse, en façade, au sol, en écran antibruit, etc. Autant d'endroits possibles tant qu'ils respectent quelques règles de mise en œuvre : orientation favorable et inclinaison optimale (le rendement maximal étant observé lorsque les panneaux sont perpendiculaires au rayonnement solaire direct), sans masques ni ombres portées.

L'électricité produite est sous forme de courant continu. Afin de pouvoir l'injecter dans le réseau, il faut la transformer en courant alternatif et changer sa tension. Des modules appelés onduleurs permettent cette transformation, mais ils représentent un investissement supplémentaire et génèrent de nouvelles pertes énergétiques.

► Production approximative :

R, rendement moyen d'un capteur solaire photovoltaïque poly cristallin fixe et onduleur : 18%

E, ensoleillement annuel : **1 370 kWh/m²** (configuration de panneaux optimale)

Sc, surface de capteurs solaires : Sc = **4 600 m²**

PA, production annuelle : PA = E x R x Sc = **1 100 MWh/an**

A titre d'information, les besoins en électricité spécifique sur le secteur sont estimés à **2 650 MWh** par an. La production d'électricité photovoltaïque pourrait donc théoriquement compenser environ **41% de cette consommation** sous réserve d'une capacité d'autoconsommer l'intégralité de cette production.

► Condition de raccordement des installations de PV :

L'achat de l'électricité photovoltaïque dépend fortement de la puissance installée et de la date du raccordement. Les tarifs sont également révisés régulièrement en fonction du nombre de raccords à l'échelle nationale. De surcroît, le cadre réglementaire est en pleine évolution, notamment de façon à prendre en compte la possibilité d'autoconsommer la production (consommation directe de l'énergie produite sur site) Pour ces raisons, il est difficile d'estimer précisément le gain financier de l'installation.

Si la vente de toute l'électricité produite sur le réseau (mécanisme de « vente totale » via les tarifs d'achat) était jusque-là la norme, ce système tend à s'essouffler (les tarifs d'achats baissent tous les trimestres). Inversement, l'autoconsommation (consommation prioritaire de l'électricité produite) est en plein essor car le prix de l'électricité conventionnelle augmente et des primes à l'achat sont mises en place dans ce cas de figure. Toutefois l'étude est à réaliser au cas par cas.

Tableau 2 : Tarifs pour la vente de la totalité de l'électricité PV pour le 4^{ème} trimestre 2022 en fonction de la puissance installée

Prix d'achat du kWh en fonction de la puissance	
≤ 3kWc	20,22 cts€/kWh
≤ 9kWc	17,18 cts€/kWh
≤ 36kWc	12,31 cts€/kWh
≤ 100kWc	10,70 cts€/kWh

Inversement, l'autoconsommation (consommation prioritaire de l'électricité produite) est en plein essor car le prix de l'électricité conventionnelle augmente et des primes à l'achat sont mises en place dans ce cas de figure.

Tableau 3 : Tarifs de achat du surplus de l'électricité PV pour le 4^{ème} trimestre 2022 en fonction de la puissance installée

Prime et achat du surplus en autoconsommation	
≤ 3kWc	prime de 430 € /kWc + vente à 10 c€/kWh)
≤ 9kWc	prime de 320 € /kWc + vente à 10 c€/kWh)
≤ 36kWc	prime de 180 € /kWc + vente à 6 c€/kWh)
≤ 100kWc	prime de 90 € /kWc + vente à 6 c€/kWh)
> 100kWc	0

L'intérêt de l'autoconsommation pourrait exister sur des activités « de jour », tels que les commerces et les bureaux prévus au scénario d'aménagement. Cependant, ceux-ci ne représentent qu'une part assez faible dans la consommation d'électricité totale du projet et le montage de projet en autoconsommation collective reste complexe à ce jour.

Conclusion sur la ressource

La ressource du solaire photovoltaïque pourrait être envisageable, afin notamment d'augmenter le taux d'EnR sur le programme si une telle ambition est définie. Le projet répondra alors à une logique principalement économique, avec un dossier de raccordement à monter au cas par cas.

Solution non retenue pour la suite de l'étude

4.3.5 Solaire thermique

Le solaire thermique correspond à la conversion du rayonnement solaire en énergie calorifique. Traditionnellement, ce terme désigne les applications à basse et moyenne température ; les plus répandues dans le secteur du bâtiment sont la production d'eau chaude sanitaire et le chauffage de locaux.



Cependant, la productivité du solaire thermique est plus élevée en période estivale, lorsque chutent les besoins en chauffage. Pour cette raison, le solaire thermique est utilisé le plus fréquemment pour la production d'eau chaude sanitaire, dont les besoins sont pratiquement constants toute l'année.

Il est à noter que mise en place d'une solution de solaire thermique centralisée sur les deux zones entrainerait des pertes de charges, des pertes thermiques en ligne ainsi que des contraintes de contrôle de pression importantes sur les réseaux.

► Production théorique maximale pour une mobilisation de l'intégralité des toitures disponibles

R, rendement moyen d'un capteur solaire thermique : 30%

E, ensoleillement annuel : **1 370 kWh/m²** (configuration de panneaux optimale)

Sc, surface maximale de capteurs solaires : Sc = **3 700 m²**

PA, production annuelle : PA = E x R x Sc = **1 520 MWh/an**

Même si la production n'est pas toujours en adéquation temporelle avec la consommation, le solaire thermique représente une opportunité de couvrir une part importante des besoins en ECS des logements. En pratique, afin de couvrir ces besoins quelle que soit la période, il est nécessaire de disposer de volumes de stockage (ballons tampons) très importants. Les besoins en ECS étant moins importants en été qu'en hiver, une bonne partie de l'énergie thermique produite à ce moment est inutilisée, énergie qu'il faudra dissiper afin de protéger l'installation de surchauffes.

A titre de rappel, les besoins utiles en ECS sont estimés à **1 160 MWh/an**.

L'intégralité de la surface identifiée comme mobilisable ne serait donc pas nécessaire pour couvrir la part la plus importante possible des besoins en ECS à partir d'une solution solaire thermique.

Conclusion sur la ressource

La surface estimée mobilisable permettrait de couvrir la part des besoins la plus importante possible. Un appoint reste nécessaire en raison de la désynchronisation de la production et de la demande.

Attention, la valorisation des toitures est en concurrence entre les deux filières solaires : thermique et photovoltaïque. La mobilisation d'une surface par l'une des filières est à retrancher du potentiel de la seconde.

Solution retenue pour la suite de l'étude

4.4 Energie éolienne

L'énergie éolienne consiste à convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, par l'intermédiaire d'une éolienne. Les machines actuelles sont utilisées pour produire de l'électricité qui est consommée localement (sites isolés), ou injectée sur le réseau électrique (éoliennes connectées au réseau). L'application connectée réseau ou grand éolien représente, en termes de puissance installée, la quasi-totalité du marché éolien. De même que les systèmes solaires, les systèmes éoliens nécessitent la mise en place d'un appoint.

4.4.1 Grand éolien (puissance > 350 kW)

L'installation de grandes éoliennes n'est pas envisageable en milieu urbain à cause des nuisances et des risques générés.

Conclusion sur la ressource

Le grand éolien n'est pas envisageable sur la zone d'étude.

Solution non retenue pour la suite de l'étude.

4.4.2 Moyen et Petit éolien

Le moyen éolien ($36 \text{ kW} < P < 350 \text{ kW}$) est généralement composé de petites éoliennes à axe horizontal adaptées au milieu rural.

Le petit éolien ($< 36 \text{ kW}$) en milieu urbain est peu développé. Pour répondre aux problématiques d'utilisation de l'espace, plusieurs types d'éoliennes à axe vertical se sont développés. Les retours d'expériences montrent une technologie peu fiable voire sans intérêt économique.



Dans les deux cas, il existe beaucoup trop d'incertitudes (vent réellement disponible, direction changeante, efficacité des systèmes) et de contraintes (bruit, structure, maintenance) pour proposer ces solutions à grande échelle. De plus, la faible hauteur des installations les rend très sensibles aux perturbations aérodynamiques engendrées par les bâtiments alentours.

Une note de l'ADEME parue en octobre 2013 rend compte de ces difficultés : « Dans les conditions techniques et économiques actuelles, le petit éolien ne se justifie généralement pas en milieu urbain. Outre le fait que les

éoliennes accrochées au pignon d'une habitation peuvent mettre en danger la stabilité du bâtiment, le vent est, en milieu urbain et péri-urbain, en général trop faible ou trop turbulent pour une exploitation rentable ».

Conclusion sur la ressource

Le petit et le moyen éolien présentent un potentiel faible sur la zone d'étude.

Solution non retenue pour la suite de l'étude.

4.5 Combustion de biomasse

L'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques représente une part importante de l'objectif de la France qui, dans le cadre du Grenelle de l'Environnement, s'est engagée à porter à hauteur de 32% sa part EnR dans sa consommation énergétique finale d'ici 2030 selon l'ADEME.

La combustion de la biomasse est considérée comme non émettrice de gaz à effet de serre car l'intégralité du CO₂ rejeté dans l'atmosphère lors de sa combustion a été prélevée dans cette même atmosphère lors de la phase de croissance de la biomasse. Sous réserve d'une gestion responsable et durable des forêts (ou autres gisements en biomasse), le bilan CO₂ de photosynthèse-combustion est donc neutre.

Cependant la combustion de 1 kWh PCI de biomasse est pondérée de l'émission de 0,004 à 0,015 kgCO_{2e} (source : ADEME) du aux transformations de la récolte jusqu'à sa mise en forme combustible. Au regard des autres énergies (d'après la Base Carbone® de l'ADEME, 0,227 kgCO_{2e} pour 1 kWh PCI de gaz produit puis brûlé), la biomasse reste une énergie peu carbonée.

4.5.1 Bois énergie

Depuis plus de 20 ans, la Région et l'ADEME en Normandie ont inscrit le développement du bois-énergie comme un levier essentiel de la lutte contre le changement climatique, permettant la réduction des émissions de CO₂ tout en contribuant au soutien des acteurs de la filière bois-forêt régionale. Cette volonté se traduit par l'animation du Programme Bois-énergie Normandie dont les objectifs sont le développement des chaufferies bois en Normandie, ainsi que la promotion de la filière bois-énergie locale. En 2019, le nombre d'installations de chaufferies en Normandie s'élevait à 337 pour un total de 623 MW de puissance installée.

Trois obstacles pénalisent généralement l'utilisation de la biomasse dans le cadre d'un projet.

- **Premièrement**, le trafic routier nécessaire à l'approvisionnement en biomasse est une gêne probable (nuisances sonores, encombrement du trafic) pour les riverains. En effet le projet étant situé en zone urbaine, cet aspect doit être pris en compte en fonction des conditions d'approvisionnement du site en ressources.

Sur la base d'une consommation estimée pour le chauffage et l'ECS, le nombre de livraisons nécessaires en semi-remorques peut-être évalué selon la méthode suivante :

C – consommation énergétique efficace annuelle pour le chauffage et l'ECS : **2 650 MWh/an**

PC – pouvoir calorifique moyen des bois déchiquetés : **3 000 kWh/t³**

R – rendement moyen des installations de combustion : 80%

³ Le pouvoir calorifique des bois pellets dépend majoritairement de son humidité. La valeur prise ici est une moyenne souvent donnée dans la littérature pour une humidité de 40%.

Nt – nombre annuel de tonnes de bois déchiquetés consommées :

$$Nt = C \times 10^3 / PC / R = 1\ 110 \text{ tonnes/an}$$

Ch – chargement moyen d'un semi-remorque : **15 tonnes**

NR – nombre annuel de rotations : NR = Nt/Ch = **74 rotations/an**

Ce schéma d'approvisionnement représente en termes de trafic près de **74 rotations par des camions souffleurs de 15 tonnes** principalement durant la période de chauffe, ce qui constitue un trafic important à l'échelle du projet. La mise en place d'un stockage adapté pourrait éviter les livraisons le week-end et ainsi réduire ce nombre de rotations.

La biomasse pourrait également être considérée uniquement en solution de base, couvrant la base des besoins énergétiques, et la pointe serait alors assurée par une solution d'appoint.

- **Deuxièmement**, s'ajoute la problématique de l'espace nécessaire pour la mise en place des chaufferies et pour le dépotage dans des conditions de sécurité satisfaisantes et le stockage, aspect qui doit être pris en compte à ce stade du projet. Il est à noter que, conformément à l'*Arrêté du 3 août 2018 relatif aux prescriptions générales applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement*, dans le cas où les valeurs de puissances utiles estimées sont supérieures ou égales à 1 MW (appoint compris), l'intégration à des bâtiments à usage non exclusif de chaufferie ne sera pas possible. Il est donc nécessaire, dans ces cas, de prévoir des locaux à usage exclusif de chaufferie où seront implantés les appareils de combustion et qui respecteront les contraintes techniques déclinées dans l'arrêté mentionné ci-dessus.
- **Troisièmement**, la combustion de biomasse est émettrice de particules, ce qui impacte la qualité de l'air. Toutefois, cette problématique est aujourd'hui globalement maîtrisée, notamment sur les installations collectives et récentes et les équipements actuels permettent de respecter les normes de qualité de l'air en lien avec la problématique francilienne sur ce sujet.

Enfin, la solution induit un impact sur le coût d'investissement qui sera à prendre en compte dans l'analyse globale des solutions.

En conclusion, le bois-énergie présente un potentiel important, permettant de mobiliser une ressource et des emplois régionaux. Toutefois, l'espace nécessaire pour le stockage des ressources implique de prévoir des réserves sur le projet et le trafic routier généré par les rotations pour l'alimentation en combustible sera à ajouter au trafic routier supplémentaire induit par ailleurs par le projet.

Conclusion sur la ressource

Solution retenue pour la suite de l'étude.

4.5.2 Biomasse agricole

On entend par biomasse agricole les sous-produits d'exploitation ne présentant plus de valorisation possible en termes d'alimentation ou d'utilisation comme matière première techniquement, économiquement et écologiquement viable. Le Grenelle 1 de l'environnement définit clairement cette priorité d'usage au recours de la biomasse en général :

- Priorité 1 : alimentaire,
- Priorité 2 : matériaux,
- Priorité 3 : énergie.

L'utilisation de ces sous-produits en valorisation énergétique est généralement rendue compliquée par la diversité des matériaux (générant autant de procédés différents), leur répartition géographique, leur périodicité de disponibilité et l'absence de filières dédiées. Une grande partie des sous-produits existants est d'ores et souvent déjà utilisée pour des usages agricoles (retour organique à la terre, constitution de litières pour le bétail, etc.). A l'échelle d'un projet d'aménagement, il est difficile de conclure sur l'existence d'un réel potentiel. Pour mettre en œuvre l'utilisation de cette biomasse, une approche directe, spécifique à chaque producteur, serait à envisager et à mener à l'échelle d'un territoire plus vaste.

Par ailleurs, les considérations menées sur les contraintes du bois énergie (espace, fret, filtration de particules) sont applicables au cas de la biomasse agricole.

Conclusion sur la ressource

Solution non retenue pour la suite de l'étude.

4.6 Biogaz

Le biogaz est un gaz issu de la fermentation de matières organiques animales ou végétales. Une fois récupéré, il peut être valorisé sous forme de chaleur et/ou d'électricité. Deux techniques de production existent : la méthanisation ou la récupération sur centre d'enfouissement technique. Seule la méthanisation dans un digesteur semble adaptée aux contraintes d'un projet d'aménagement urbain.

4.6.1 Valorisation des déchets

Les déchets organiques de cuisine peuvent produire une certaine quantité de biogaz, constitué à la fois de dioxyde de carbone (CO₂) et de méthane (CH₄) dont les proportions peuvent varier selon la qualité des déchets et le processus de méthanisation. Dans le cas d'un digesteur moderne, la teneur en CH₄ du biogaz peut aisément atteindre 50%.

Un habitant français moyen génère chaque année environ 350 kg soit un gisement en énergie de près de 250 kWh/an/personne.

Toutefois, les coûts d'investissement et les coûts de fonctionnement pour la collecte spécifique des déchets à méthaniser rendent ces opérations difficilement rentables. De plus, les déchets issus du projet d'aménagement feront probablement l'objet de valorisation au niveau des unités collectives de traitement de déchets de l'Usine de Valorisation Énergétique située à Colombelles.

Pour l'ensemble de ces raisons, cette ressource ne sera pas retenue dans la suite de cette étude.

Conclusion sur la ressource

Solution non étudiée.

4.6.2 Valorisation des sous-produits agro-alimentaires

Certaines productions ou certains résidus d'agriculture ou d'élevage ainsi que les boues de STEP peuvent également donner lieu à la production de biogaz via une unité de méthanisation mais les conclusions faites

sur la méthanisation des déchets urbains sont également valables pour cette ressource qui ne sera donc pas retenue.

Conclusion sur la ressource

Le site ne présente pas de potentiel en valorisation des sous-produits agro-alimentaires.

4.7 Géothermie

On distingue en géothermie :

- **La géothermie haute énergie** (température supérieure à 150°C) : il s'agit de réservoirs généralement localisés entre 1 500 m et 3 000 m de profondeur. Lorsqu'un tel réservoir existe, le fluide peut être capté directement sous forme de vapeur sèche ou humide pour la production d'électricité.
- **La géothermie moyenne énergie** (température comprise entre 90°C et 150°C) : le BRGM la définit comme une zone propice à la géothermie haute énergie, mais à une profondeur inférieure à 1 000 m. Elle est adaptée à la production d'électricité grâce à une technologie nécessitant l'utilisation d'un fluide intermédiaire.
- **La géothermie basse énergie** (température comprise entre 30°C et 90°C) : elle concerne l'extraction d'eau inférieure à 90°C dont le niveau de chaleur est insuffisant pour la production d'électricité mais adapté à une utilisation directe (sans pompe à chaleur) pour le chauffage des habitations et certaines applications industrielles.
- **La géothermie très basse énergie** (température inférieure à 30°C) : elle concerne les nappes d'eau souterraine et sols peu profonds dont la température est inférieure à 30°C et qui permet la production de chaleur via des équipements complémentaires (pompe à chaleur notamment).

Les trois premiers types de géothermie nécessitent **des investissements importants et sont réservés à des projets d'ampleur** (réseau de chaleur ou production d'électricité).

La géothermie très basse énergie semble être la plus pertinente en termes de potentiel et de faisabilité technique (réglementation, coûts, etc.) à l'échelle du projet. Seule cette forme de géothermie est donc détaillée dans ce rapport. Il est à noter que le recours à ce type de géothermie peut fournir de la chaleur mais aussi un rafraîchissement direct (géocooling) ou une climatisation (via une pompe à chaleur, ou « PAC ») pendant la période estivale.

On recense deux techniques en géothermie très basse énergie :

- La géothermie sur nappe, qui consiste à pomper l'eau de la nappe souterraine pour en extraire les calories dans la pompe à chaleur, puis à la réinjecter dans la nappe,
- La géothermie sur sondes sèches, qui consiste à faire circuler un fluide caloporteur dans des sondes (circuit fermé), puis à en extraire la chaleur.

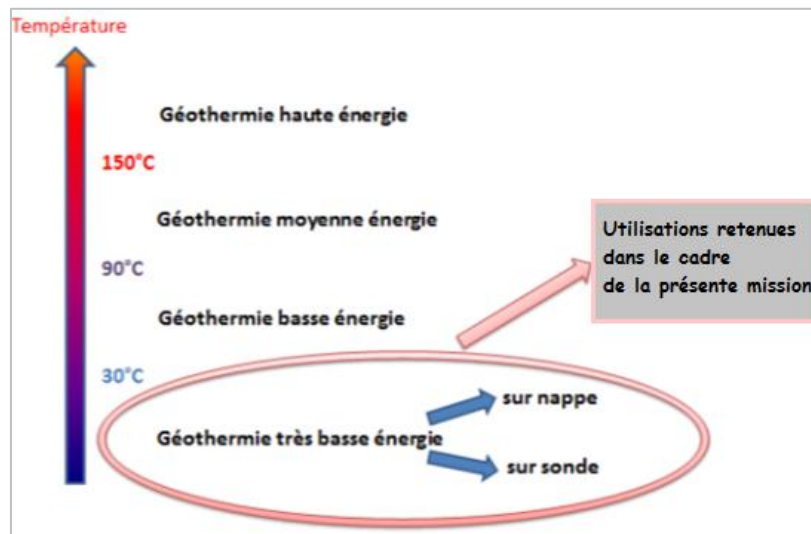


Figure 6 : Classes de géothermie

Ces usages de la géothermie nécessitent l'utilisation d'une pompe à chaleur qui permet d'exploiter au mieux l'énergie d'une source de température modérée.

4.7.1 Code Minier

D'un point de vue réglementaire, le nouveau Code Minier a instauré la notion de gîte géothermique de minime importance de façon à alléger les démarches nécessaires à la mise en œuvre de ces petites installations.

Un zonage a été publié pour apprécier l'éligibilité à ce statut de géothermie de minime importance :



Carte 3 : Eligibilité du projet à la géothermie de minime importance pour les installations sur sondes verticales et sur nappe (Source : BRGM/geothermies.fr)

Le site d'aménagement est classé comme une zone éligible à la géothermie de minime importance, tant pour les installations sur sondes que pour celles sur nappe. La réalisation d'ouvrages géothermiques sur ce site est donc possible. Une étude du potentiel des ressources géothermiques présentes sur le site est cependant nécessaire afin d'évaluer la pertinence de leur mise en place.

4.7.2 Géothermie sur nappe

Le site se trouve au droit d'une alternance de bancs calcaires, plus ou moins marneux, allant jusqu'à plusieurs dizaines de mètres de profondeur.

D'après les données de forages disponibles, il semble qu'il soit nécessaire de forer *a minima* une vingtaine de mètres pour atteindre des calcaires fracturés et une nappe productive. Cette nappe fait partie de l'aquifère de Dogger, qui est disponible sur le site d'étude. Le sens d'écoulement de la nappe à cet endroit est orienté vers le nord-est et le niveau de la nappe est d'environ 20 m NGF en moyenne.

Les forages les plus profonds recensés dans le secteur (60 m environ) permettent *a priori* des débits d'exploitation de l'ordre de 30 m³/h. Ces données sont à affiner avec une étude précise du contexte hydrogéologique mais laissent espérer un potentiel d'utilisation de la géothermie sur nappe. Néanmoins, les débits modérés au vu des profondeurs relativement importantes des forages nécessiteront un recours optimisé à cette ressource (et au besoin, réduit à une partie du périmètre).

Conclusion sur la ressource

Potentiel exact à caractériser par une étude dédiée.

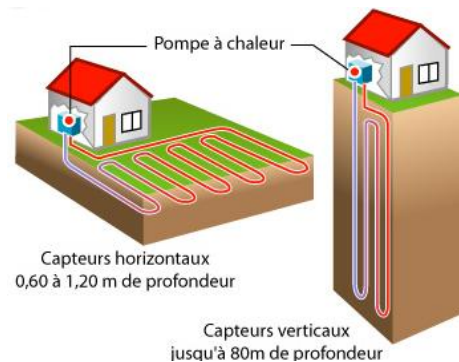
Solution retenue pour la suite de l'étude.

4.7.3 Géothermie sur sondes

Il est également possible de recourir à des sondes géothermiques verticales ou horizontales, plus coûteuses généralement, mais qui permettent d'exploiter des contextes géologiques défavorables à la géothermie sur nappe, ou plus perturbés.

Un fluide caloporteur les parcourt et capte la chaleur du sous-sol. Cette énergie est alors valorisée en énergie de chauffage au moyen d'une pompe à chaleur.

Dans un contexte d'opération relativement dense, les sondes verticales semblent davantage pertinentes pour réduire l'emprise au sol.



Le calcul suivant permet d'estimer la productivité d'une sonde verticale :

P_{sol} , puissance thermique récupérable dans le sol par mètre linéaire de sonde = 25 W/ml

L, longueur de la sonde = 200 ml (pour des raisons de réglementation, cadre de la GMI, il est souvent choisi de ne pas forer au-delà de 200 m de profondeur⁴)

P_{sonde} , puissance thermique fournie par une sonde : $P_{sol} \times L = 5 \text{ kW}$

COP, coefficient de performance global annuel en mode chaud = 4

EER, (Energy Efficiency Ratio) ratio de performance en mode froid = 5 ;

P_{th} , puissance thermique fournie au bâtiment en sortie de PAC en mode chaud :

$$P_{th} = P_{sonde} / (1 - 1/COP) = 6,7 \text{ kW/sonde}$$

P_{th} puissance thermique fournie au bâtiment en sortie de PAC en mode froid :

$$P_{th} = P_{sonde} / (1 + 1/EER) = 6,25 \text{ kW/sonde}$$

Les besoins en puissance pour le chauffage sont estimés (voir chapitre 6) en première approche à **1 620 kW**. Avec une puissance géothermique dimensionnée à 50% de cette puissance maximale, qui permettrait de couvrir 80 à 90% du besoin en énergie, **le nombre de sondes à installer est évalué à 120**.

En effet, il est souvent choisi de coupler les sondes à un système d'appoint pour diminuer le linéaire de sondes et donc l'investissement qui en découle. Cette solution est intéressante pour couvrir une partie des besoins en chaud, et les besoins en froid.

Conclusion sur la ressource

Potentiel exact à caractériser par une étude dédiée.

Solution retenue pour la suite de l'étude.

⁴ Le nouveau cadre réglementaire relatif à la géothermie dite "des sites géothermiques minime importance" prévu par le code minier est en consultation. Il précise une augmentation de la profondeur maximale ouvrages de 100 mètres à 200 mètres.

4.8 Récupération de chaleur sur eaux usées

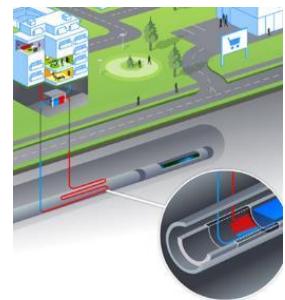
Les eaux usées (issues de nos cuisines, salles de bain, lave-linge etc.) ont une température moyenne comprise entre 10 et 20°C (cette température varie bien sûr en fonction de la région et des saisons). Leur chaleur étant une énergie disponible en quantité importante dans les milieux urbains, une installation de ce type permettrait de réduire les consommations du site.

4.8.1 Installation collective au projet

Un échangeur sur un collecteur important (diamètre et longueur) associé à une pompe à chaleur réversible permet de fournir les calories/frigories aux bâtiments afin de les chauffer ou de les refroidir.

Bien que l'installation collective permette une mutualisation des coûts, l'investissement reste conséquent et la faible puissance récupérée (de 1 à 1,5 kW/ml équipé) ne justifie généralement un tel investissement que pour des installations ayant une consommation régulière sur l'année (piscine municipale, ou usages mixtes chauds et froids, etc.).

Ce projet ne présente pas ces caractéristiques.



Conclusion sur la ressource

Solution non retenue pour la suite de l'étude

4.8.2 Installation individuelle (au bâtiment ou au logement)

Un récupérateur de chaleur permet d'utiliser les calories extraites des eaux usées et d'économiser l'énergie sur l'ECS (préchauffe de l'eau de ville). Si les performances annoncées par les constructeurs sont intéressantes (jusqu'à 60% d'économie sur l'ECS), les retours d'expériences sont faibles, tant en ce qui concerne les coûts d'investissement que sur les coûts et contraintes de fonctionnement.

Cette solution pourra toutefois s'envisager en plus de la solution énergétique retenue lors des phases de conception, par exemple dans l'optique d'atteindre des labels de performance supérieurs ou d'optimiser le dimensionnement en puissance des équipements de production.

Conclusion sur la ressource

Solution non étudiée.

4.9 Chaleur fatale industrielle

La récupération d'énergie sur la chaleur fatale industrielle consiste en la valorisation de la chaleur résiduelle d'un process (qui serait autrement perdue car non utilisée par celui-ci) grâce à des échangeurs de chaleur.

Il n'existe pas d'industriels sur la zone d'aménagement ni à proximité, il n'y a donc pas possibilité de récupérer de la chaleur fatale sur le projet.

Conclusion sur la ressource

Solution non retenue dans la suite de l'étude

4.10 Aérothermie

L'aérothermie consiste à utiliser une pompe à chaleur sur l'air extérieur. Si les investissements sont inférieurs à la géothermie (pas de forage), le coefficient de performance du système est globalement moins bon car la température extérieure atteint des températures plus basses (particulièrement pendant la période de chauffage). Dans les cas extrêmes, le COP (rapport de l'énergie thermique obtenue sur l'énergie électrique dépensée) tend vers 1 et le système s'approche des performances d'un radiateur électrique à convection classique. Le recours à une pompe à chaleur est donc acceptable pour des bâtiments récents et bien isolés ayant des besoins de chauffage réduits dans des zones climatiques plutôt tempérées.

Dans le cas du projet, l'aérothermie est une solution de chauffage et de refroidissement qui pourrait convenir aux différents bâtiments (chauffage pour les logements, chauffage et refroidissement réversible pour les commerces).

A noter que les pompes à chaleurs peuvent soit être utilisées pour le chauffage, soit pour le chauffage et l'ECS, soit enfin pour l'ECS seule (on parle dans ce cas de ballon thermodynamique, la pompe à chaleur étant intégrée au ballon d'eau chaude).

Conclusion sur la ressource

Solution retenue pour la suite de l'étude.

4.11 Cogénération

La cogénération ne représente pas en soi une source d'énergie renouvelable au sens strict du terme, mais est plutôt une variante technique d'une chaudière à gaz ou biomasse.

Un système de cogénération est conçu pour produire à la fois de la chaleur et de l'électricité. L'électricité produite permet de combler des besoins électriques locaux (autoconsommation) ou peut être revendue sur le réseau électrique. Une partie de la chaleur de combustion est récupérée pour répondre aux besoins thermiques locaux : chauffage de bâtiments ou procédés industriels. Les équipements de cogénération sont habituellement activés par la combustion de gaz naturel ou de biomasse.

La viabilité financière des systèmes de cogénération est complexe et dépend de l'usage prioritaire qui en est fait. En pratique, l'intérêt n'est vérifié que pour des installations présentant des besoins très constants en chaleur, ce qui ne sera pas le cas du projet.

Conclusion sur la ressource

Solution non étudiée.

4.12 Synthèse de l'analyse de potentiel en EnR

Tableau 4 : Synthèse de l'analyse du potentiel du site en énergies renouvelables et de récupération

Ressource énergétique		Disponibilité de la ressource	Potentiel de la ressource	Avantages	Inconvénients	Conclusion intermédiaire
Hydraulique		Aucun cours d'eau significatif sur site ou à proximité	Nul			Potentiel inexploitable
Solaire	Thermique	Suffisante pour couvrir les besoins des aménagements considérés	Productible annuel (ensoleillement) suffisant	- Energie « gratuite » et sans nuisances - Energie décarbonée en termes de production	- Nécessité d'un système d'appoint - Production et consommation désynchronisées	Potentiel fort
	Photovoltaïque		Productible annuel à déterminer avec la superficie de toiture disponible	- Energie « gratuite » et sans nuisances - Energie décarbonée en termes de production	- Concurrence le solaire thermique en termes d'espace - Montage économique à étudier au cas par cas	Potentiel moyen
Eolienne	Grand éolien	Difficulté d'installation en secteur urbain				Potentiel faible à nul
	Petit éolien	Aléatoire et d'ampleur non significative				Potentiel faible à nul
Biomasse	Bois-énergie	Suffisante au niveau régional (nécessite fret)	Ressource encouragée sur le territoire	- Source décarbonée	- Fret important - Fort enjeu de la qualité de l'air dans la région impliquant de privilégier les solutions	Potentiel moyen à fort

					alternatives si les potentiels existent - Emprise foncière importante	
	Biogaz	Déchets urbains	Faible			Potentiel inexploitable à l'échelle du site
Géothermie	Haute énergie					Potentiel inexploitable à l'échelle du site
	Moyenne énergie					
	Basse énergie					
	Très basse énergie	PAC sur nappe	Oui	A quantifier à l'aide d'études complémentaires	- Source d'énergie peu chère (électricité à haut rendement)	- Investissement conséquent à l'échelle du projet (surtout pour les sondes)
PAC sur sondes		Oui	A quantifier à l'aide d'études complémentaires	- Nuisances réduites - Etudes complémentaires nécessaires	Potentiel moyen	
Aérothermie		Oui (air)	Potentiel suffisant	- Investissements plus faibles que ceux de la géothermie	- Moins performante que la géothermie	Potentiel moyen à fort
Réseaux de chaleur/froid	Existant	Oui, extension du réseau de chaleur de Caen Sud à la limite de l'îlot C	Potentiel à priori suffisant	- Energie en grande partie renouvelable à prix maîtrisé		Potentiel fort
Récupération de chaleur fatale	Eaux usées	Pas de collecteur d'ampleur à proximité				Potentiel inexploitable
	Industriels	Pas de présence de site industriel à proximité				Potentiel inexploitable

5. Conclusions intermédiaires : scénarios énergétiques retenus

Au regard de l'analyse des besoins du site, et de l'analyse du potentiel en énergies renouvelables, les scénarios d'approvisionnement suivant ont été retenus :

► Scénario conventionnel « Econv »

Production de chaleur (chauffage et ECS) avec **chaudière gaz naturel à condensation⁵** individuelle par bâtiment.

Les besoins de froid des secteurs d'activités sont couverts par des **pompes à chaleur (PAC) aérothermiques**.

Ce scénario est présenté uniquement comme solution de référence. Il ne peut être considéré en raison de son incompatibilité avec le RE2020 au périmètre des logements individuels.

► Scénario « ENR 1 »

Panneaux solaires thermiques collectifs pour l'ECS avec **chaudières gaz à condensation** en pied d'immeuble (chauffage et appoint ECS),

Les besoins de froid des secteurs d'activités sont couverts par des **pompes à chaleur (PAC) aérothermiques**.

► Scénario « ENR 2 »

Production de chaleur et de froid grâce à la création de **micro-réseau de chaleur alimenté par la géothermie sur nappe**, avec appoint **chaudière gaz à condensation** sur le réseau

► Scénario « ENR 3 »

Production de chaleur par **micro-réseau de chaleur, alimenté par une chaufferie biomasse** à plaquettes, avec appoint **chaudière gaz à condensation** sur le réseau

Les besoins de froid des secteurs d'activités sont couverts par des **pompes à chaleur (PAC) aérothermiques**

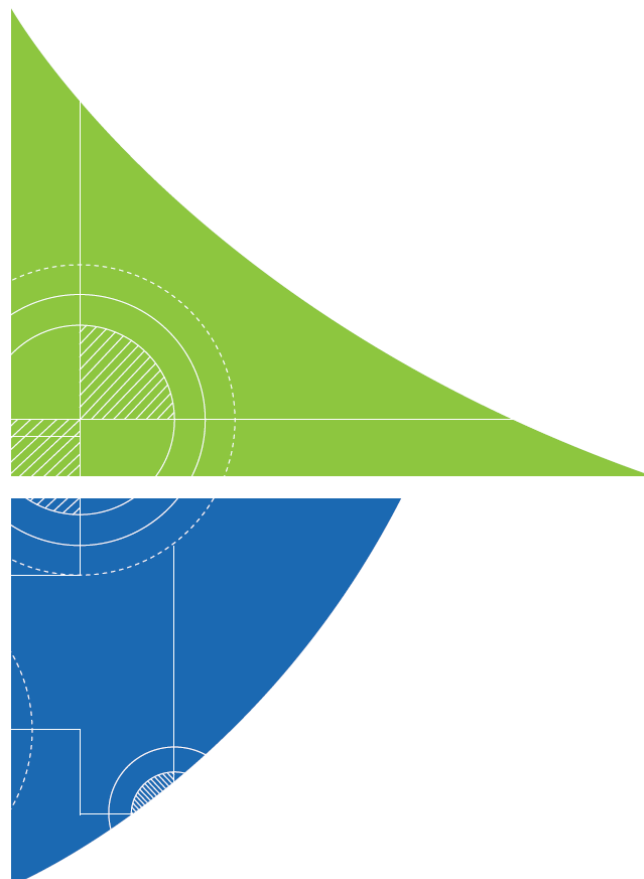
► Scénario « ENR 4 »

Raccordement au réseau de chauffage urbain pour le chauffage et l'ECS

Pompes à chaleur (PAC) aérothermiques pour les besoins de froids des secteurs d'activité.

⁵ Il est à noter que le chauffage au gaz sera interdit dans les logements collectif dès 2025 et dans les maisons individuelles dès 2022 (avec une dérogation sur fin 2023, lorsqu'un permis d'aménager prévoyant une desserte en gaz a déjà été délivré)

CAHIER 2



6. Dimensionnements techniques

La consommation énergétique seule ne suffit pas à caractériser une installation de production énergétique. Il faut également étudier sa puissance. La puissance d'une installation est sa capacité à dispenser de l'énergie plus ou moins rapidement. Or, les besoins calculés précédemment ne sont pas constants tout au long de l'année. Ils varient en fonction de paramètres climatiques (température extérieure, apports solaires) et d'usage (occupation des bâtiments, utilisation des équipements, etc.)

Pour retrouver cette puissance, les besoins énergétiques déterminés précédemment sont croisés avec des profils de consommation en fonction des usages (chauffage, froid, ECS) et des activités (logements, commerces, etc.). Ces profils de consommations sont construits à partir de données météorologiques et de différents retours d'expérience (campagnes de mesures, simulations thermiques dynamiques). Un exemple de profil annuel est donné dans la figure qui suit.

Des profils « type » de consommation sont ici utilisés pour mieux appréhender la saisonnalité des besoins en énergie, et les niveaux de puissance à mettre en œuvre. Cette première estimation ne remplace pas les études de dimensionnement à réaliser en phase de conception.

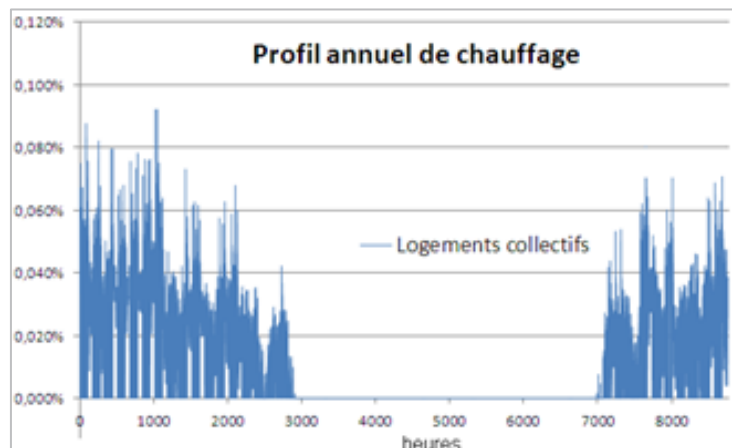


Figure 7 : Exemple de profil annuel présenté

Un outil développé en interne permet d'analyser et de croiser ces profils, afin de construire la monotone de puissance des installations qui représente la répartition annuelle des puissances appelées. Elle permet donc d'analyser le régime de fonctionnement de l'installation au cours de l'année et de définir les besoins en puissance.

Pour une installation fonctionnant environ 6 400 heures au cours de l'année, on s'aperçoit que le régime de fonctionnement varie fortement et n'est réellement élevé que durant 1 000 heures environ. Le maximum atteint est la puissance utile à installer.

6.1 Scénario Econv

Rappel : le scénario conventionnel Econv prévoit la production de chaleur grâce à des chaudières à condensation au gaz naturel individuelles par bâtiment considéré pour cette étude. La production de froid est assurée par des pompes à chaleurs aérothermiques individuelles. Ce scénario sert ici de référence pour la comparaison avec les scénarios d'approvisionnement en énergies renouvelables élaborés.

► Production de chaleur

La puissance utile installée, nécessaire pour les usages de chaleur cumulés (chauffage et ECS) est déterminée à partir de la somme foisonnée des puissances maximales appelées par chacun des bâtiments considérés. Elle est estimée à **1 620 kW** pour l'ensemble des activités du site.

La puissance non foisonnée, en considérant des solutions de production lot par lot, est évaluée à **2 430 kW**

► Production de froid

La puissance totale utile installée nécessaire pour couvrir les besoins de froid est estimée à environ **860 kW**.

6.2 Scénario ENR 1

Rappel : ce scénario prévoit la production collective d'ECS solaire pour les logements collectifs avec une installation individuelle pour chaque bâtiment. Des chaudières gaz assurent les besoins de chauffage et l'appoint ECS dans l'ensemble des locaux. La production de froid est réalisée par des pompes à chaleur aérothermiques individuelles.

6.2.1 Production de chaleur

La surface de panneaux à installer est estimée à **1 040 m²**, ce qui doit permettre de couvrir environ **50% des besoins en ECS** des logements collectifs.

Les chaudières gaz devant assurer la couverture de la totalité des besoins de chaud en cas de non-ensembles, la puissance totale reste estimée à **2 430 kW**. Compte tenu de l'installation de ballons tampons, il serait possible de réduire un peu la puissance des chaudières gaz par rapport au scénario de référence, mais ce dimensionnement fin est à prévoir lors des phases de conception.

6.2.2 Production de froid

La puissance totale utile installée nécessaire pour couvrir les besoins de froid est estimée à environ **860 kW**.

6.3 Scénario ENR 2

Rappel : ce scénario consiste en la production de chaleur (chauffage et ECS) à l'aide d'un micro-réseau de chaleur centralisé alimenté par des PAC géothermiques sur nappe. L'appoint est assuré par une chaudière gaz à condensation. La production de froid est réalisée par des pompes à chaleur alimentées par la géothermie sur nappe.

La réalisation d'une solution collective sur ce scénario permet de centraliser les besoins énergétiques et d'ainsi bénéficier d'un foisonnement des consommations énergétiques pour baisser les puissances d'appel. La puissance totale sur le réseau de chaleur pour le projet est d'environ **1 620 kW** de chaud et **670 kW** en froid.

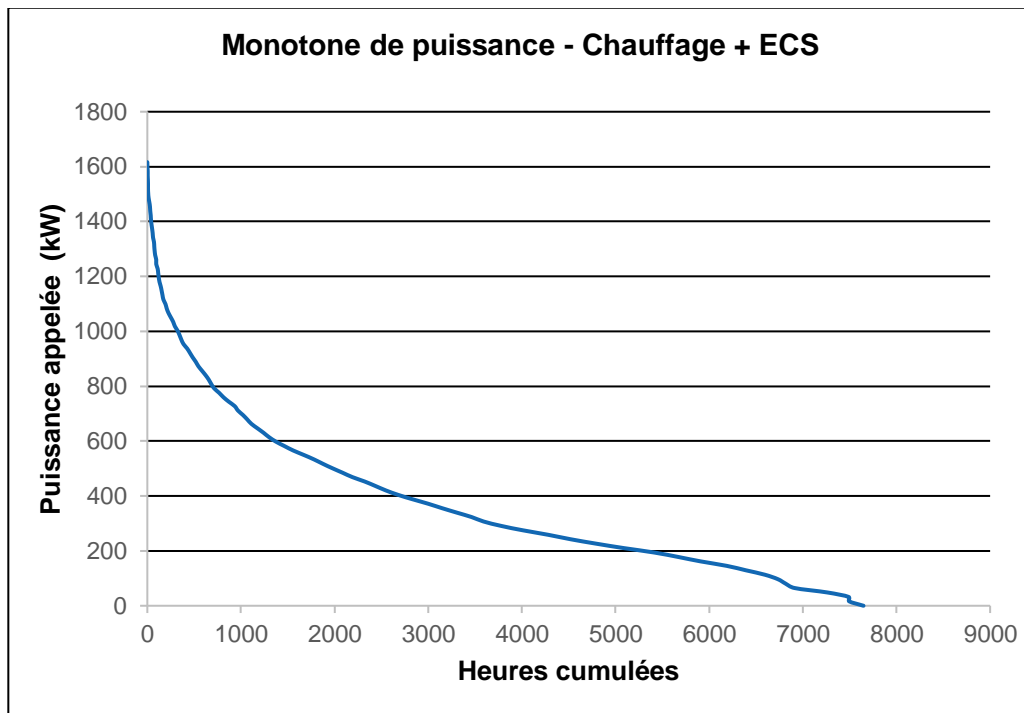


Figure 8 : Monotone de puissance pour la chaleur

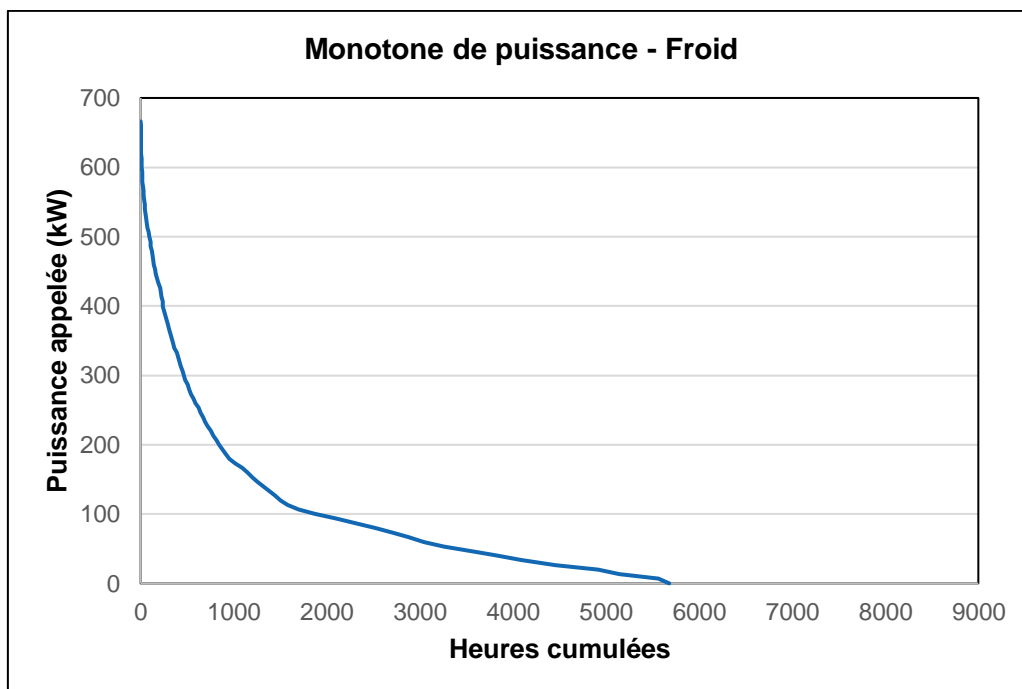


Figure 9 : Monotone de puissance pour le froid

Pour l'installation des PAC géothermiques sur nappe, il n'est économiquement pas intéressant de chercher à couvrir 100% des besoins. En effet, la production pendant les périodes de pointes nécessite de fortes puissances installées qui se traduisent par des investissements conséquents (surdimensionnement des PAC, des forages, etc.) pour une production finalement très faible en termes d'énergie.

Ainsi, avec environ 50% de la puissance maximale de chaud (soit 810 kW), il est possible d'assurer via les pompes à chaleur environ **90 % des besoins énergétiques annuels en chauffage et ECS**.

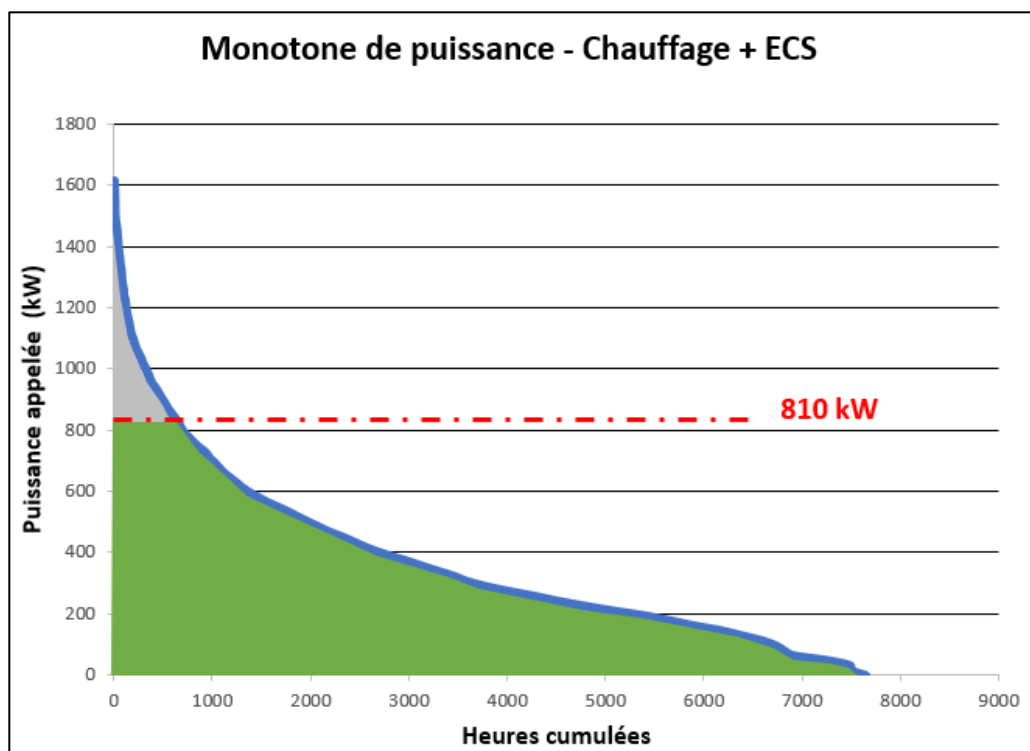


Figure 10 : Puissances des PAC et des chaudières gaz

La surface verte est l'énergie couverte par la solution géothermique dimensionnée à 50% de la puissance d'appel. Le zone grise est le besoin couvert par l'appoint.

Cette puissance d'appel permet de répondre à 100% des besoins de froid avec les PAC géothermiques.

En termes de forages, la puissance appelée par l'installation devrait nécessiter 3 doublets composés de :

- 1 puits de captage de 40 m³/h ;
- 1 puits de rejet.

Il est à noter que pour ce dimensionnement, la puissance extraite de la nappe sera d'environ 620 à 670 kW pour le chaud. Or, pour que le projet soit considéré comme de la géothermie de minime importance (GMI), la puissance maximale extraite doit être de 500 kW. S'il est retenu, le scénario 2 est soumis à autorisation (1 an de procédure), car il ne relève plus de la GMI. Ou le dimensionnement devrait être revu à la baisse pour se limiter à 500kW échangé avec le ressource.

6.4 Scénario ENR 3

Rappel : ce scénario consiste en la production de chaleur (chauffage et ECS) à l'aide d'un micro-réseau de chaleur centralisé alimenté par une chaufferie biomasse à plaquettes. L'appoint est assuré par une chaudière gaz à condensation. La production de froid est réalisée par des pompes à chaleur aérothermiques individuelles.

6.4.1 Production de chaleur

Comme dans le scénario ENR2, les besoins sont centralisés dans ce scénario, la puissance totale sur le réseau de chaleur pour le projet est d'environ **1 620 kW** de chaud.

Economiquement, il n'est pas intéressant de couvrir 100% des besoins en chaud par le bois énergie. Les puissances estimées, avec un taux de couverture bois de **90%** des besoins énergétiques de chaleur, permettront de procéder au choix des chaudières. Les besoins restants seront comblés par une chaufferie gaz à condensation centralisée sur ce même réseau.

6.4.2 Production de froid

La puissance utile installée totale nécessaire pour les usages de froid pour les bâtiments du projet reste, comme dans le scénario de référence, égale à la somme des puissances maximales appelées par chacun de ces locaux soit **860 kW**.

6.5 Scénario ENR 4

Rappel : ce scénario prévoit le raccordement au réseau de chaleur urbain existant pour la production de chaleur (ECS+chauffage). La production de froid est réalisée par des pompes à chaleur aérothermiques individuelles.

6.5.1 Production de chaleur

Le réseau de chaleur de Caen Sud a fait l'objet d'une extension pour le raccordement des équipements publics de l'Ecoquartier des Hauts de l'Orne. Le rapport développement durable 2018 de la Ville de Caen estime à 500 m la longueur à déployer pour le raccordement du projet. La puissance raccordée est prise égale à **1 620 kW**. **En absence de transmission d'éléments sur coûts de raccordement par SEDELKA, des hypothèses de coûts moyens pour des réseaux de chaleur biomasse ont été posées.**

6.5.2 Production de froid

La puissance utile installée totale nécessaire pour les usages de froid pour les bâtiments du projet reste, comme dans le scénario de référence, égale à la somme des puissances maximales appelées par chacun de ces locaux soit **860 kW**.

7. Analyse multicritère des scénarios retenus

7.1 Coûts d'investissements

La puissance des installations, déterminée précédemment, permet d'estimer les investissements liés à la mise en place des scénarios énergétiques. Le tableau ci-dessous présente l'estimation de ces investissements :

Tableau 5 : Coûts estimés des équipements de production énergétique *

Scénario	Equipements pris en compte	Investissement en k€ HT	Investissement total en k€ HT
Econv : Scénario de référence	Achat et installation chaudières gaz à condensation	760 k€HT	1 250 k€HT
	Achat et installation des groupes froid aérothermiques	490 k€HT	
ENR 1	Achat et installation des chaudières gaz à condensation	760 k€HT	1 950 k€HT
	Achat et installation des panneaux solaires thermiques (1 040 m ²) et des ballons tampons	700 k€HT	
	Achat et installation des groupes froid aérothermiques	490 k€HT	
ENR 2	Doublet géothermique	600 k€HT	2 290 k€HT
	Achat et installation des chaudières gaz à condensation en appoint	240 k€HT	
	Déploiement du réseau de chaleur et des sous-stations	700 k€HT	
	Achat et installations des pompes à chaleur sur le réseau de chaleur	750 k€HT	
ENR 3	Achat et installation de la chaufferie biomasse	830 k€HT	2 220 k€HT
	Achat et installation chaudière gaz réseau en appoint	240 k€HT	
	Déploiement du réseau de chaleur et des sous-stations	700 k€HT	
	Achat et installation des groupes froid aérothermiques	490 k€HT	
ENR 4	Droits de branchement / raccordement	900 k€HT	1 390 k€HT
	Achat et installation des groupes froid aérothermiques	490 k€HT	

* Hors coûts réseaux extérieurs

Ces estimations sont évidemment des ordres de grandeurs issus de données moyennes et la consultation de fournisseurs permettra dans la suite du projet d'affiner ces prévisions économiques. Ils sont donnés à titre indicatif avec une précision de +/- 30%.

7.2 Analyse économique en coût global

Le coût d'investissement seul est une vision cependant très court terme de la problématique énergétique. Pour apprécier le coût réel d'un scénario sur l'ensemble de sa phase de vie, le coût global annualisé des trois scénarios a été calculé. Il s'agit du coût total sur 20 ans (investissement et fonctionnement) rapporté à l'année.

7.2.1 Hypothèses économiques

Les paramètres suivants sont fixés pour la suite de l'étude :

- Durée d'observation économique : 20 ans
- Part de l'investissement en fond propre : 20 %
- Taux d'intérêt de l'emprunt : 3 %

7.2.2 Evolution des prix de l'énergie

Afin de calculer les dépenses liées aux combustibles, il convient de s'interroger sur l'évolution des prix de l'énergie au cours des 20 prochaines années. Les hypothèses suivantes sont faites pour notre étude :

- Électricité, gaz : +3%/an
- Bois pellets : +2%/an
- Réseau de chaleur du Caen Sud : +1%/an

7.2.3 Résultats économiques⁶

Pour rendre l'analyse du coût global annualisé possible, ce dernier est décomposé en 4 parties distinctes :

- P1 : coût du combustible,
- P2 : coûts de maintenance courante,
- P3 : coûts de renouvellement,
- P41 : investissement (calculé au chapitre 7.1),
- P42 : coût de l'emprunt et autres taxes.

Les résultats de l'analyse sont présentés dans les deux graphiques suivants, pour une **augmentation du prix des énergies conventionnelles de 3%/an**.

D'après les hypothèses listées, l'analyse en coût global peut se résumer de la façon suivante.

⁶ Le calcul est réalisé « hors externalités » (gestions des terres, enveloppe du bâti, etc.)

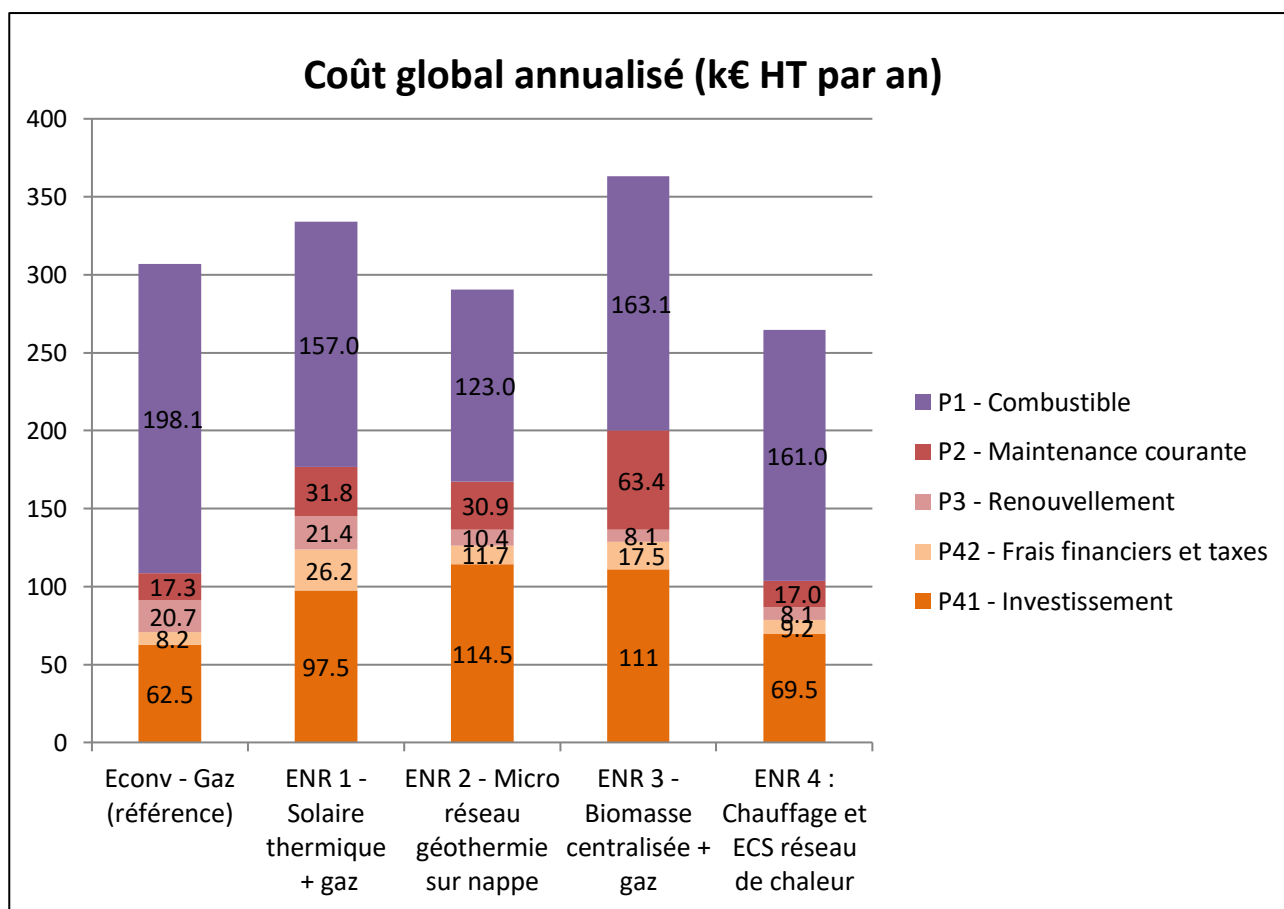


Figure 11 : Coût global annualisé des différents scénarios étudiés

Par rapport au scénario de référence (scénario Econv) :

- le scénario ENR 1 (solaire thermique pour l'ECS) présente un surcoût à l'investissement qui est compensé par la réduction de la facture de gaz avec la production d'ECS pour les logement collectifs par solaire thermique.
- le scénario ENR 2 (micro réseau géothermie) présente l'investissement le plus important des 4 scénarios. Cependant, il permet, en coût global, d'optimiser le prix de revient de la chaleur et du froid avec une part fixe de la facture fortement réduite. Une observation sur 20 ans, avec l'inflation des énergies primaires, accentuera ce constat.
- Le scénario ENR 3 (biomasse centralisée) impose un surcoût à l'investissement notamment en raison de la multitude des équipements (chaudière biomasse, appoint gaz, groupe froid). Cette solution permet de valoriser un gisement renouvelable et de réduire la dépense énergétique du programme à l'électricité. En revanche, c'est le scénario qui implique le coût de revient global le plus important. Sur une projection long terme, il est difficile de se positionner sur l'évolution du prix du bois énergie face à l'électricité.
- le scénario ENR 4 (raccordement à un réseau de chaleur existant) présente un coût d'investissement légèrement plus important que la solution de référence. Ce constat est néanmoins à nuancer car tous les impacts positifs (suppression de la chaufferie, réduction de l'emprise en local technique, etc.) sur les bâtiments ne sont pas comptabilisés. Ce scénario a l'avantage de reporter le risque de portage sur le

gestionnaire de réseau. En revanche, il ne permet pas de maîtriser la stratégie énergétique et environnementale du programme.

7.2.4 Résultats environnementaux

Les différents scénarios retenus sont comparés sur 2 critères environnementaux :

- leurs émissions annuelles de gaz à effet de serre,
- et de particules (PM10 et PM2,5)

Les usages pris en compte dans ce calcul sont la production de chaleur pour le chauffage et l'ECS, ainsi que la production de froid.

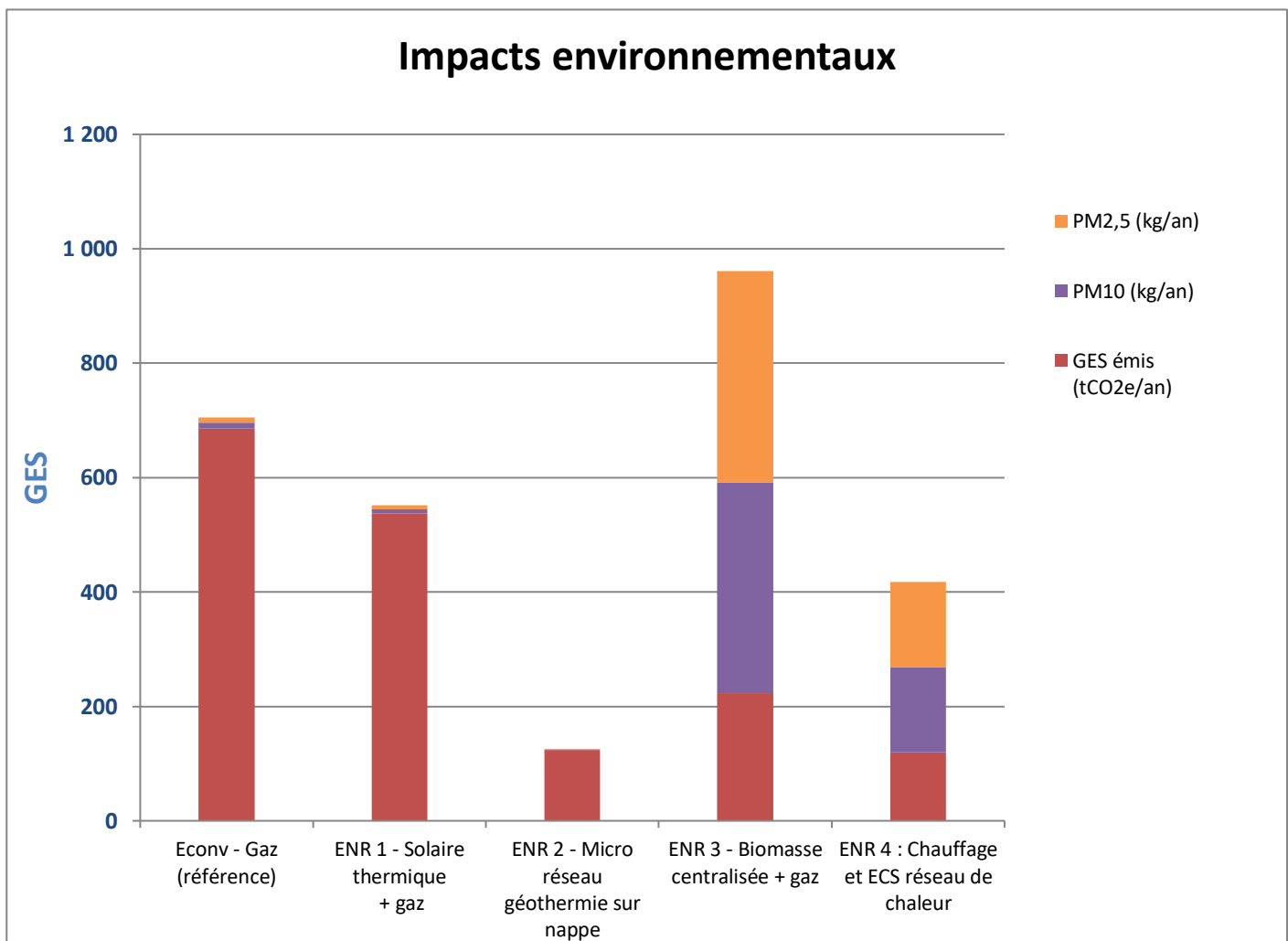


Figure 12 : Comparatif environnemental (GES et particules) des scénarios étudiés

* Les émissions de GES dues aux fuites de fluide frigorigène des PAC ne sont pas prises en compte, le taux de fuite et le facteur d'émission variant fortement d'un système à l'autre.

Le scénario conventionnel est le plus émissif en termes de gaz à effet de serre. Sur ce même critère, le scénario ayant le moins d'impact est le scénario ENR 3 (80% d'émissions de gaz à effet de serre en moins comparé au scénario conventionnel) avec les hypothèses retenues.

En termes d'émissions de particules, le scénario EnR 3 est le plus émetteur du fait de la combustion de biomasse.

8. Conclusion

L'étude de faisabilité du potentiel de développement en énergies renouvelables du projet d'aménagement de la ZAC Parc d'Activités situé sur la commune de Fleury-sur-Orne (14) a été réalisée en trois étapes.

Dans un premier temps, la **caractérisation des besoins en énergie** a permis d'estimer les apports en énergie nécessaires au fonctionnement du projet. Ainsi, sur l'ensemble de la zone, les **besoins de chaleur** en énergie utile s'élèvent à **2 650 MWh/an**. Les **besoins de froid** de l'ensemble du projet, plus faibles en comparaison, ont été estimés à **environ 190 MWh/an**. La répartition de ces besoins au cours de l'année a permis de construire les monotonies de puissance puis de dimensionner les installations de production énergétique nécessaires.

Dans un deuxième temps, l'**analyse du potentiel en énergies renouvelables** de la zone a permis de dégager l'utilisation des énergies renouvelables et de récupérer les plus pertinentes au regard des contraintes du projet. L'emplacement du projet est resté inchangé par rapport à l'étude précédente de 2021, les solutions d'approvisionnement en énergie proposées sont identiques avec cependant une mise à jour des paramètres des composants. Le recours à l'**aérothermie**, au **solaire thermique**, à **la géothermie sur nappe**, au **bois-énergie** et à un **réseau de chaleur existant** a été identifié comme pertinent :

- Scénario ENR 1 : **panneaux solaires thermiques** pour l'ECS collectives avec **chaudières gaz à condensation** en pied d'immeuble (chauffage et appoint ECS), **pompes à chaleur** sur air pour le chauffage et la climatisation des secteurs activités.
- Scénario ENR 2 : création d'un micro-réseau de chaleur **géothermique sur nappe** pour la production de chaud et de froid. Appoint/secours par **chaudières gaz à condensation**.
- Scénario ENR 3 : **chaufferie biomasse** centralisée à plaquettes avec appoint gaz pour la production de chaud, **pompes à chaleur** sur air pour le chauffage et la climatisation des secteurs activités.
- Scénario ENR 4 : raccordement au **réseau de chaleur urbain** de Caen Sud, **pompes à chaleur** sur air pour le chauffage et la climatisation des secteurs activités.

Ces scénarios ont été comparés avec le scénario de référence suivant :

- Scénario Econv : production de chaleur avec **chaudières gaz naturel à condensation** individuelle au bâtiment et production de froid avec **pompe à chaleur aérothermique** par local d'activité.

Enfin, une **analyse économique** a permis de comparer les différents scénarios, en prenant à la fois en compte l'investissement et son financement, mais également les coûts de fonctionnement, tout en intégrant l'évolution des prix de l'énergie. Celle-ci a permis de faire ressortir la compétitivité des scénarios EnR 2 et 4 par rapport au scénario de référence,

Pour compléter la comparaison, les différents **impacts environnementaux** (gaz à effet de serre, émissions de particules fines,) de chaque scénario ont été évalués et cette analyse a mis en avant les plus grandes performances des scénarios EnR 2 et 4, notamment pour la réduction des émissions de GES

A titre de synthèse, le tableau suivant présente les résultats de la comparaison des scénarios en les classant du plus avantageux (note : 1) au moins avantageux (note : 5) sur les différents critères économiques et environnementaux :

Tableau 6 : Synthèse du comparatif des différents scénarios

	Scénario Econv : Chauffage et ECS chaudières gaz à condensation + PAC aérothermique individuelle pour le froid	Scénario EnR 1 : ECS solaire thermique + chauffage et appoint ECS gaz + PAC aérothermique individuelle pour le froid	Scénario EnR 2 : Micro-réseau de chaleur sur géothermie sur nappe + PAC aérothermique individuelle pour le froid	Scénario EnR 3 : Chaudière biomasse centralisée + appoint/secours gaz + PAC aérothermique individuelle pour le froid	Scénario EnR 4 : Raccordement à l'extension du réseau de chaleur + PAC aérothermique individuelle pour le froid
Coût global	3	4	2	5	1
Investissement	1	3	4	4	2
Impact GES	5	4	1	3	2
Impact particules	3	2	1	5	4

L'analyse multicritère a permis de mettre en avant la pertinence du choix d'une solution ENR sur ce projet. Malgré un investissement plus important lors de l'installation, les scénarios ENR sont compétitifs en termes de coût global, en plus de présenter un impact environnemental nettement réduit. Le surcoût à l'investissement des solutions ENR 2 et 4 sont absorbés suivant une approche coût global avec un poste lié au combustible fortement réduit. De plus, ce scénario permet, non seulement, de présenter une solution mutualisée à l'échelle des différents secteurs du projet mais également d'atteindre un taux ENR intéressant sur la production énergétique de chaleur sur le projet.

Au stade de la préfaisabilité, la pertinence d'un scénario ENR est confirmée. En effet, bien que l'investissement soit généralement supérieur à celui d'une solution traditionnelle, ils permettent des coûts de fonctionnement réduits et un impact environnemental mieux maîtrisé.

Ce stade de l'étude appelle à une décision importante en ce qui concerne le choix de desserte énergétique, notamment pour retenir ou non une solution collective à l'échelle du projet.

A court terme et concrètement, il s'agit d'abord :

- De se positionner sur les différentes options énergétiques proposées, ou d'éventuelles variantes.
- De préciser la température nécessaire dans les différents réseaux et le type d'émetteurs à déployer. Ces aspects ont un impact fort, en particulier sur la performance de la solution géothermique.

En fonction des choix, il s'agira :

- De réaliser une étude de préfaisabilité sur la géothermie sur nappe pour en valider le dimensionnement et le chiffrage des investissements ;
- De se rapprocher d'un fournisseur de biomasse pour vérifier avec lui les modalités contractuelles et financières de la fourniture, puis de conduire une étude de faisabilité de la chaufferie biomasse.

- De se rapprocher du gestionnaire du réseau afin d'anticiper au maximum les contraintes de raccordement et préciser les coûts de raccordement. Nous conseillons dans ce cas une tarification des frais de raccordement au kW, ce qui permettrait de valoriser d'éventuels efforts de réduction de la puissance appelée (efficacité énergétique des bâtiments mais aussi dispositifs de tamponnage de la pointe).