



TSF

Construction d'ateliers, de bâtiments modulaires
et de décors de studio de cinéma sur
l'Aérodrome de Coulommiers-Voisins –
MAISONCELLES-EN-BRIE (77)

Etude de valorisation du potentiel en énergies renouvelables

Rapport

Réf : IF1600059 - 1094801

ALES / RLE/ AUME

20/09/2024



**GINGER**
BURGEAP



TSF

Construction d'ateliers, de bâtiments modulaires et de décors de studio de cinéma sur l'Aérodrome de Coulommiers-Voisins – MAISONCELLES-EN-BRIE (77)

Etude de valorisation 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 Etude EnR	05/06/2024	01	A. EL SAIED	D. BLANDIN	A. MERCIER
Rapport : Mise à jour de l'étude	20/09/2024	02	A. EL SAIED	R. LETY	A. MERCIER

Numéro de contrat / de rapport :	IF1600059 - 1094801
Numéro d'affaire :	-
Domaine technique :	ER07
Mots clé du thésaurus	ENERGIES RENOUVELABLES

GINGER BURGEAP Agence Ile-de-France • 143 avenue de Verdun – 92442 Issy-les-Moulineaux Cedex
Tél : 01.46.10.25.70 • Fax : 01.46.10.25.64 • burgeap.paris@groupeginger.com

Résumé non technique à l'attention des décideurs

L'objectif de la présente étude de faisabilité des énergies renouvelables est d'évaluer le potentiel de développement de sources ENR pour le projet de construction d'ateliers, de bâtiments modulaires et de décors de studio de cinéma sur l'Aérodrome de Coulommiers-Voisins à Maisoncelles-en-Brie (77).

Selon les hypothèses fournies sur l'ensemble du projet, les besoins s'élèvent à environ **1 750 MWh/an en chaud, et 900 MWh/an en froid** et sont répartis selon le tableau suivant.

Usage énergétique	Total (en MWh)
Chauffage	1 550
ECS	200
Froid	900
Electricité	1 440

Au regard de l'analyse des besoins et du potentiel en énergies renouvelables, les scénarios d'approvisionnement suivants sont identifiés comme pertinents pour le projet :

► Scénario « conventionnel »

Couverture des besoins en chaud et froid à partir de **groupes aérothermiques**.

Ce scénario est le scénario identifié comme le plus simple à mettre en œuvre avec la solution énergétique la plus conventionnelle depuis l'entrée en vigueur de la RE2020. C'est également le scénario qui présente la plus faible performance environnementale avec une mobilisation des EnR limitée.

► Scénario « EnR 1 »

Mise en place de la **géothermie** pour la couverture des besoins en chaud et en froid. Appoint pour les besoins en chaud et froid à partir de groupes aérothermiques.

Ce scénario permet de valoriser le potentiel énergétique du sous-sol grâce à la géothermie. Avec un projet présentant des espaces extérieurs, le positionnement d'un champ de sondes ou d'un doublet (pompage – injection) pour de la géothermie sur nappe est possible. Une étude de faisabilité géothermique sera nécessaire pour confirmer le potentiel hydrogéologique du site.

► Photovoltaïque »

Parallèlement aux scénarios énergétiques précédents, permettant de répondre aux besoins thermiques du programme, l'installation d'un système **photovoltaïque** en autoconsommation permet de répondre partiellement aux besoins électriques et de réduire le soutirage d'énergie sur le réseau électrique.

SOMMAIRE

Résumé non technique à l'attention des décideurs	3
1. Introduction	6
1.1 Notre vision de la problématique énergétique	6
1.2 Contexte réglementaire	7
1.2.1 La loi Grenelle	7
1.2.2 La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte	7
1.2.3 Réglementation Environnementale 2020 (RE2020)	7
2. Méthodologie.....	8
CAHIER 1	9
3. Caractéristiques du projet	10
3.1 Périmètre d'étude	10
3.2 Données collectées et programmation	11
3.2.1 Programmation surfacique	11
3.3 Caractérisation des besoins	11
3.3.1 Energie primaire, finale et utile	11
3.3.2 Choix du niveau de performance thermique	11
3.3.3 Besoins énergétiques du site	12
4. Analyse du potentiel en Energies Renouvelables et de Récupération . 15	
4.1 Réseaux de chaleur ou de froid	15
4.1.1 Raccordement à un réseau existant.....	15
4.1.2 Raccordement à un réseau de froid existant.....	16
4.2 Energie hydraulique	17
4.3 Energie solaire.....	17
4.3.1 Potentielles contraintes à anticiper.....	17
4.3.2 Intégration des capteurs solaires sur le programme.	19
4.3.3 Solaire photovoltaïque	19
4.3.4 Solaire thermique	22
4.4 Energie éolienne.....	23
4.4.1 Grand éolien (puissance > 350 kW).....	23
4.4.2 Moyen et Petit éolien.....	23
4.5 Combustion de biomasse.....	23
4.5.1 Bois énergie	24
4.5.2 Biomasse agricole.....	25
4.6 Biogaz.....	26
4.6.1 Valorisation des déchets	26
4.6.2 Valorisation des sous-produits agro-alimentaires.....	26
4.7 Géothermie.....	27
4.7.1 Code Minier.....	28
4.7.2 Géothermie sur nappe	30
4.7.3 Géothermie sur sondes.....	31
4.8 Les puits canadiens	32
4.9 Récupération de chaleur sur eaux usées	32
4.9.1 Installation collective (sur un réseau public).....	33
4.9.2 Installation individuelle	33
4.10 Aérothermie	33
4.11 Cogénération	34
4.12 Chaleur fatale industrielle	34
4.13 Synthèse de l'analyse de potentiel en ENR.....	35

5. Conclusions intermédiaires : scénarios énergétiques retenus	38
CAHIER 2	40
6. Dimensionnements techniques	41
6.1 Scénario Econv.....	42
6.2 Scénario ENR 1 : Géothermie	43
6.3 Scénario ENR 2 : Photovoltaïque + scénario conventionnel.....	43
7. Analyse multicritère des scénarios retenus	44
7.1 Coûts d'investissements	44
7.2 Analyse économique en coût global	45
7.2.1 Hypothèses économiques	45
7.2.2 Résultats économiques	46
7.3 Résultats environnementaux	48
8. Conclusion	49

TABLEAUX

Tableau 1 : Besoins en énergie des bâtiments du projet (en kWh _{eu} /m ² SDP)	12
Tableau 2 : Besoins en énergie totaux du projet par usage (MWh _{eu} /an)	13
Tableau 3 : Synthèse de l'analyse du potentiel du site en énergies renouvelables et de récupération	35
Tableau 4 : Coûts estimés des équipements de production énergétique *	44
Tableau 5 : Coût global annualisé des différents scénarios étudiés – sans actualisation.	46

FIGURES

Figure 1 : Localisation du projet au 1/14 500	10
Figure 2 : Schéma de la chaîne énergétique	11
Figure 3 : Besoins surfaciques annuels en énergie du projet (kWh _{eu} /m ²)	13
Figure 4 : Répartition des besoins en énergie totaux du projet par usage (MWh _{eu} /an)	14
Figure 5 : Localisation du réseau de chaleur le plus proche (Source : https://france-chaleur-urbaine.beta.gouv.fr/).....	15
Figure 6 : Exemple de tracé réseau de chaleur à l'échelle du projet.	16
Figure 7 : Bâti remarquable, bâtiments historiques et distance vers la zone du projet (Source :	18
Figure 8 : Plan de masse du projet.....	20
Figure 9 : résultat de modélisation PVGIS	21
Figure 10 : Classes de géothermie.....	28
Figure 11 : Classement GMI sur nappe le site de l'Aérodrome de Coulommiers-Voisins – MAISONCELLES-EN-BRIE (77) (Source : geothermies.fr)	29
Figure 12 : Classement GMI sur sonde (0 à 100 m de profondeur) pour le site l'Aérodrome de Coulommiers-Voisins – MAISONCELLES-EN-BRIE (77) (Source : geothermies.fr)	29
Figure 13 : Classement GMI sur sonde (100 à 200 m de profondeur) pour le site l'Aérodrome de Coulommiers-Voisins – MAISONCELLES-EN-BRIE (77) (Source : geothermies.fr)	30
Figure 14 : Puissance chauffage + ECS	41
Figure 15 : Monotone de puissance des besoins de chaleur	42
Figure 16 : Monotone de puissance des besoins de froid du site	43
Figure 17 : Coût actualisé de l'énergie sur 20 ans.	47
Figure 18 : Evolution du coût global actualisé selon les scénarios.	47
Figure 19 : Comparatif environnemental (GES*) des scénarios étudiés.....	48

1. Introduction

L'analyse préliminaire de faisabilité du potentiel de développement des énergies renouvelables est initiée avec les premières étapes d'un projet de construction.

Cette analyse doit permettre :

- D'identifier les énergies renouvelables ayant un potentiel de développement à l'échelle de l'opération de construction dès l'avant-projet afin de prévoir leur intégration ;
- De savoir si les projets d'approvisionnement énergétiques associés à ces énergies sont réalisables ;
- D'évaluer les conditions de leur 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 du bâtiment.

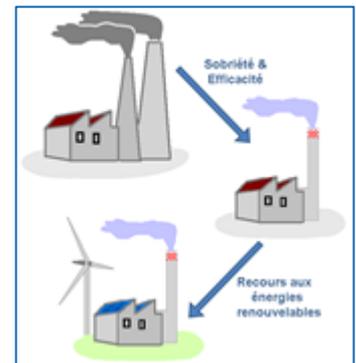
Pour les scénarios d'approvisionnement jugés pertinents, le maître d'ouvrage peut alors procéder à une étude de faisabilité qui fournit avec plus de détails les capacités du gisement, les coûts et les bénéfices du ou des scénarios d'approvisionnement retenus. Si l'intérêt de ces scénarios est confirmé, suivent les étapes de conception et d'ingénierie. Pour les grands projets, ces dernières étapes comprennent des activités de développements, consacrées aux ententes de financement du projet et à l'obtention de tous les permis nécessaires à sa réalisation. Enfin seulement arrivent la construction puis la mise en service du projet.

Le présent rapport constitue un guide à destination du maître d'ouvrage présentant les possibilités et le potentiel d'approvisionnement en EnR pour l'étude d'impact environnemental du projet porté par **TSF**. L'opération, situé sur l'Aérodrome de Coulommiers-Voisins prévoit environ **39 554 m² de SDP¹** : studios de cinéma accompagnés de bureaux, ateliers et stockages.

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 Surface De Plancher.

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

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.

1.2.3 Réglementation Environnementale 2020 (RE2020)

Entrée en vigueur le 1er janvier 2022 conformément au décret du 29 juillet 2021, la RE2020 s'appuie sur le principe fondamental de l'analyse du cycle de vie des structures, englobant toutes les étapes, de la production des matériaux à la démolition. Cette approche holistique vise à évaluer l'empreinte carbone des bâtiments sur l'ensemble de leur durée de vie, incitant ainsi les professionnels du secteur à adopter des pratiques constructives durables.

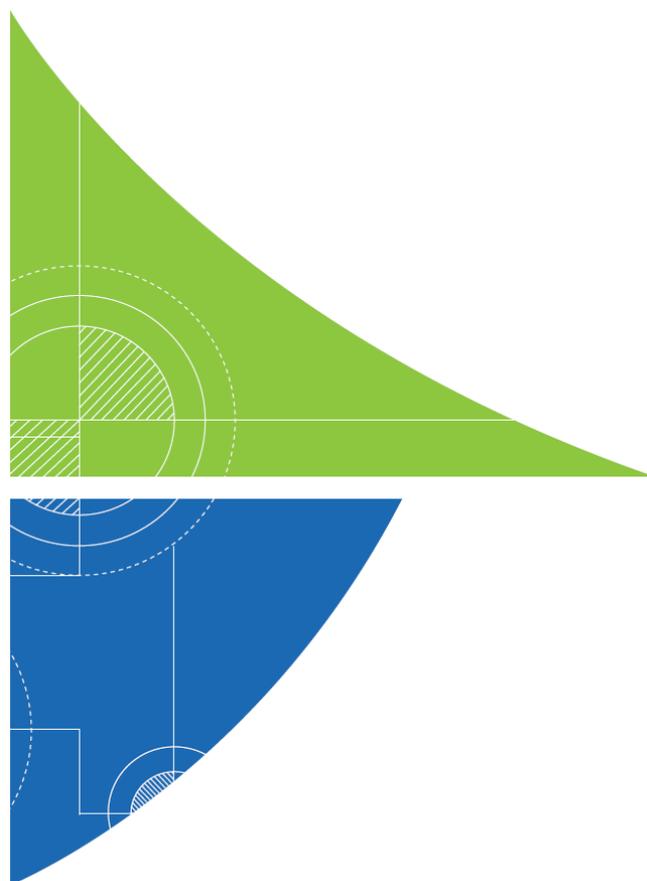
Les objectifs de la RE2020 sont divers, englobant la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la promotion des énergies renouvelables, et l'amélioration de l'efficacité énergétique. Cette réglementation encourage les acteurs du domaine de la construction à revisiter leurs méthodologies, à privilégier l'utilisation de matériaux respectueux de l'environnement, et à concevoir des structures conformes aux normes élevées en matière de performance énergétique.

2. Méthodologie

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

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

CAHIER 1



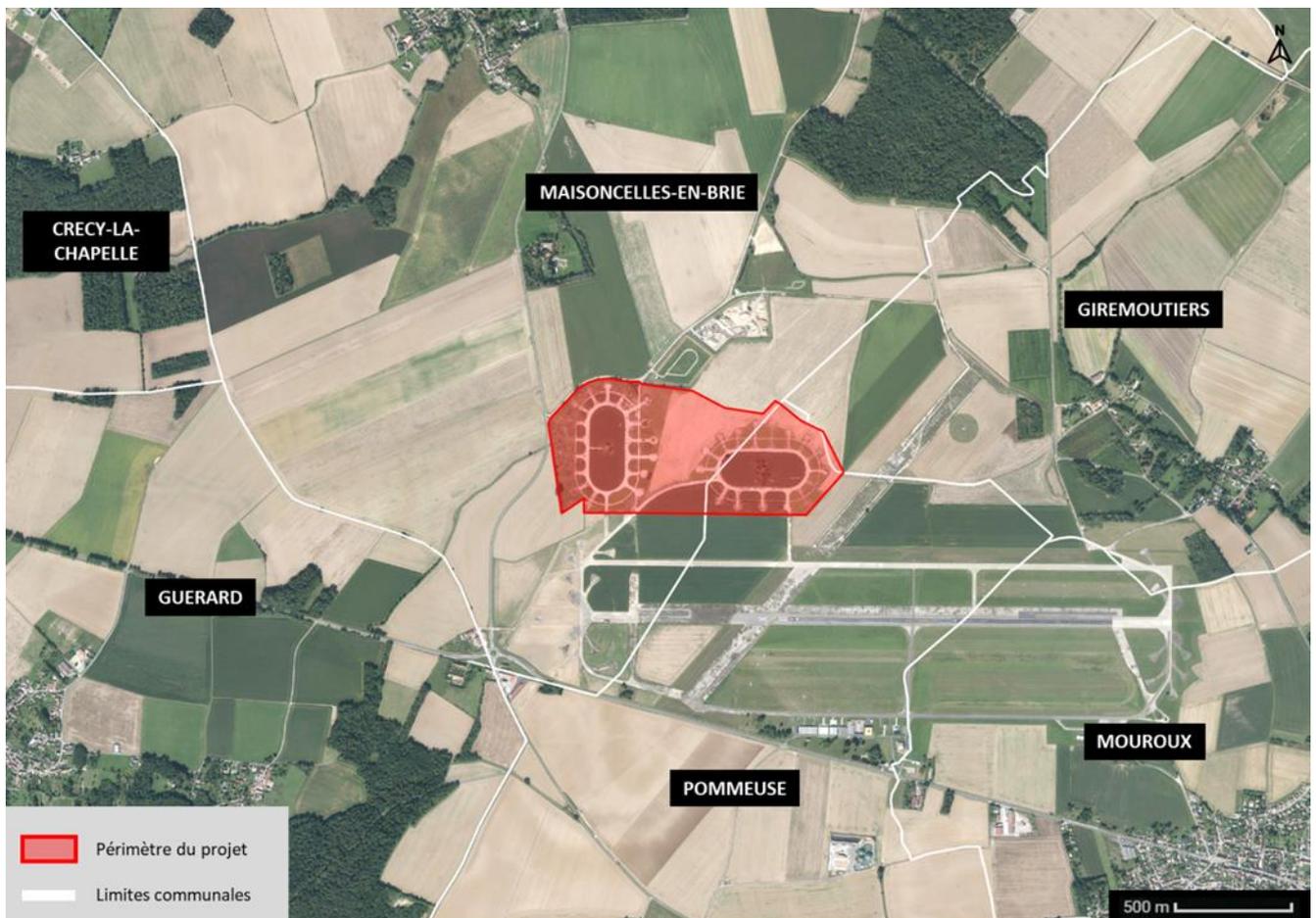
3. Caractéristiques du projet

3.1 Périmètre d'étude

L'étude de faisabilité du potentiel de développement des énergies renouvelables et de récupération, notée étude de faisabilité ENR par la suite, concerne l'opération de construction d'ateliers, de bâtiments modulaires et de décors de studio de cinéma sur l'Aérodrome de Coulommiers-Voisins. Cette opération, située sur la commune de Maisoncelles-en-Brie, prévoit la construction d'environ 39 554 m² de SDP de : studios de cinéma, bureaux, ateliers et stockages.

La figure ci-dessous illustre la situation du projet

Figure 1 : Localisation du projet au 1/14 500



Source : www.geoservices.ign.fr

3.2 Données collectées et programmation

3.2.1 Programmation surfacique

La Surface De Plancher (SDP) totale créée par l'opération est de **39 554 m²** constitué de :

- Studios (17 600 m²) ;
- Bâtiments de stockages (10 800 m²) ;
- Ateliers (7 988 m²) ;
- Bureaux (3 166 m²).

3.3 Caractérisation des besoins

3.3.1 Energie primaire, finale et 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 :

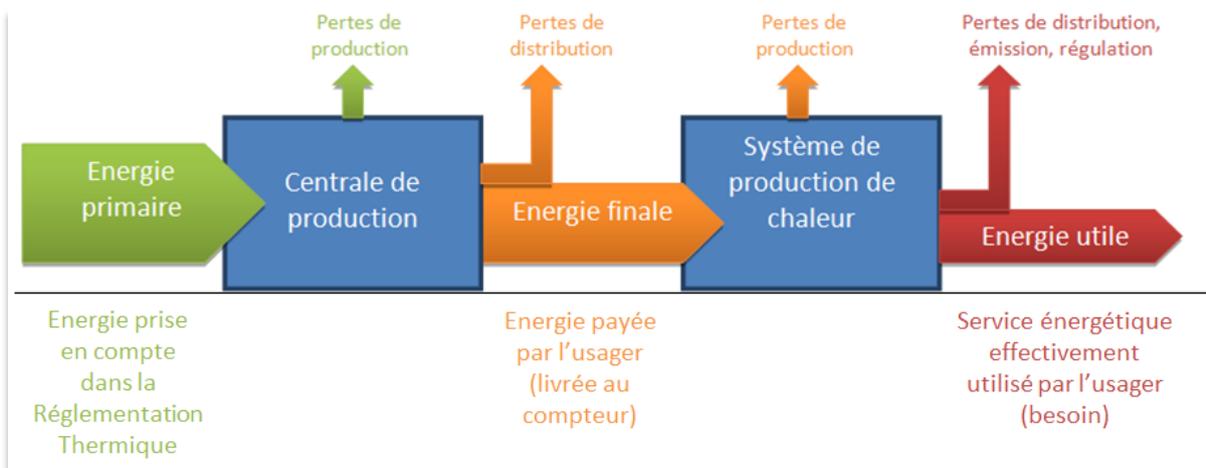


Figure 2 : Schéma de la chaîne énergétique

3.3.2 Choix du niveau de performance thermique

L'ambition énergétique du projet est définie par rapport à la RE2020.

La réglementation fixe une consommation maximale d'énergie primaire annuelle surfacique notée Cep_{max} , pour les usages suivants :

- La production de chaleur pour le chauffage ;
- La production de chaleur pour l'Eau Chaude Sanitaire (ECS) ;
- La production de froid ;
- L'électricité réglementaire : éclairage des locaux, auxiliaires de chauffages et de ventilation.

Ce facteur Cep_{max} est modulable en fonction du climat et de la solution d'approvisionnement énergétique retenue, etc. Cependant, la présente étude est centrée sur la production énergétique : pour que la comparaison garde un sens physique, il a été décidé ici de travailler avec des bâtiments de même performance thermique, quelle que soit la solution étudiée (i.e. avec des besoins en énergie utile identiques).

De plus, la RE2020 est un mode de calcul à part entière, qui vise moins à prévoir les consommations énergétiques du futur bâtiment qu'à mettre en place une méthode de calcul transposable.

Afin de fournir une analyse globale réaliste, l'étude actuelle utilise des ratios de besoins en énergie surfacique qui correspondent à une conception architecturale visant à atteindre les objectifs de performance réglementaire. Ces ratios considèrent une consommation légèrement supérieure aux seuils réglementaire, basée sur des retours d'expérience et permettant d'inclure dans l'évaluation l'aspect facteur humain sur les besoins énergétiques.

L'objectif de la présente étude étant d'évaluer les besoins énergétiques opérationnels du bâtiment et non les besoins théoriques réglementaires.

3.3.3 Besoins énergétiques du site

L'estimation des besoins énergétiques annuels des activités du projet est réalisée sur la base des ratios présentés ci-dessous.

Tableau 1 : Besoins en énergie des bâtiments du projet (en kWh/m²SDP)

Usage énergétique	Bureaux	Ateliers	Stockage	Studios de cinéma
Chauffage	16	40	50	40
ECS	5	5	5	5
Froid	12	30	10	30
Electricité (réglementaire + non réglementaire)	30	30	30	45

Ces ratios sont issus de retours d'expérience pour des bâtiments RE2020.

L'étude étant réalisée en amont du projet, ces ratios devront être ajustés au cours de la définition architecturale des bâtiments afin de valider, pour l'ensemble des usages énergétiques, qu'ils soient en adéquation. Par exemple, l'intégration dans la conception des bâtiments d'une gestion bioclimatique sera de nature à impacter le besoin énergétique.

Les besoins sont répartis comme décrit ci-dessous pour chaque usage :

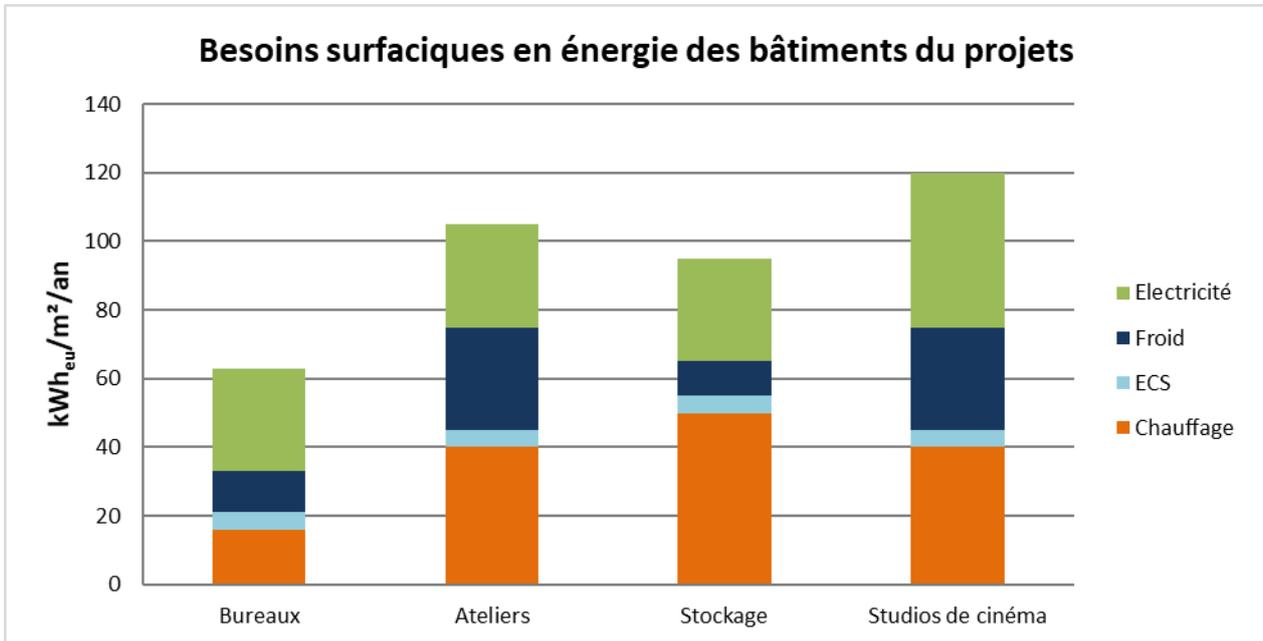


Figure 3 : Besoins surfaciques annuels en énergie du projet (kWh_{eu}/m²)

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

Tableau 2 : Besoins en énergie totaux du projet par usage (MWh_{eu}/an)

Usage énergétique	Total	Bureaux	Ateliers	Stockage	Studios de cinéma
Chauffage	1550	46	314	500	690
ECS	200	14	41	55	90
Froid	900	34	236	106	524
Electricité	1440	86	239	325	790

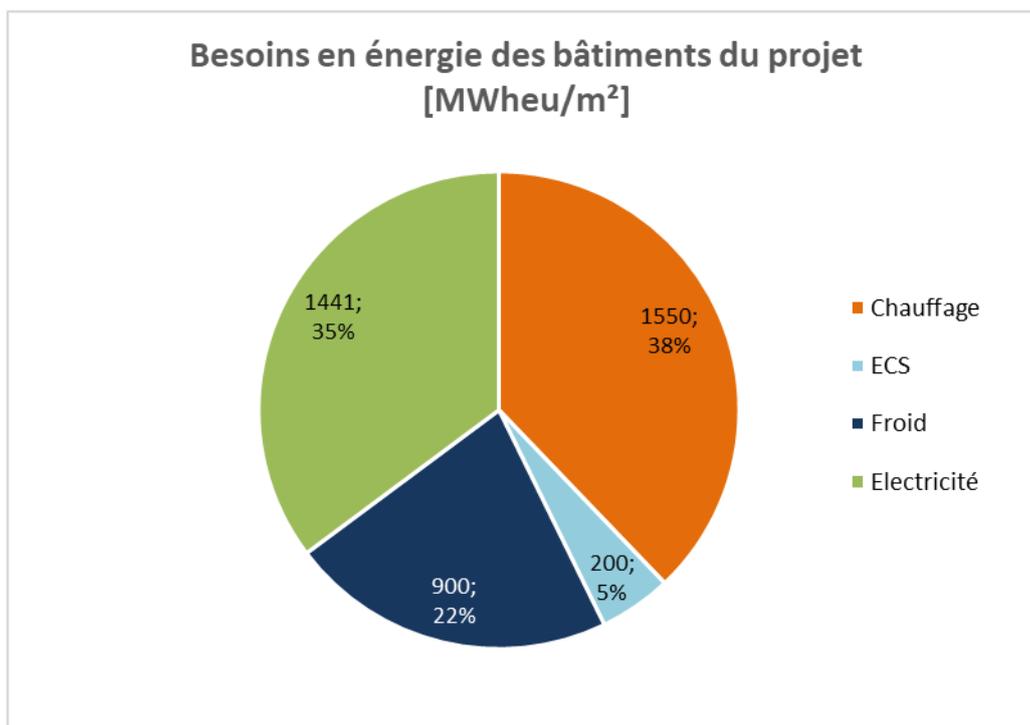


Figure 4 : Répartition des besoins en énergie totaux du projet par usage (MWh_{eu}/an)

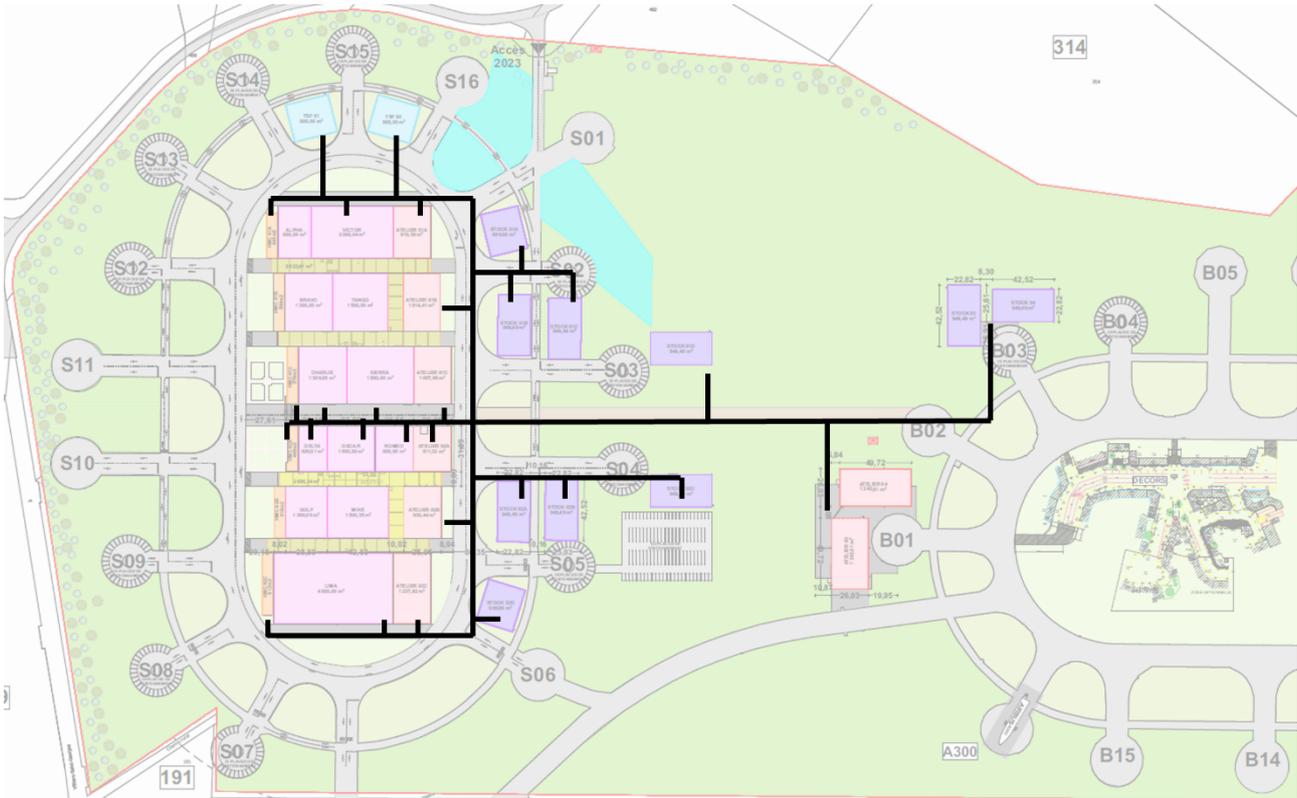


Figure 6 : Exemple de tracé réseau de chaleur à l'échelle du projet.

La longueur du réseau interne (du programme) est d'environ 1 800 mètres. L'estimation de la densité d'un réseau pour le projet d'aménagement est donnée ci-dessous :

C – consommation thermique utile en chauffage et ECS annuelle du projet = 1 750 MWh/an ;

L_r – Longueur du réseau interne = 1 800 mètres linéaires ;

D_r – densité énergétique du réseau de chaleur = $C/L_r = 1 \text{ MWh}/(\text{ml.an})$.

La densité énergétique estimée est relativement faible et permet difficilement d'envisager la création d'un réseau rentable. Elle est en deçà du seuil d'éligibilité de l'aide Fonds Chaleur de l'ADEME, à savoir 1,5 MWh/ml/an. Alors cette solution ne sera pas retenue par la suite. De plus, une solution centralisée à l'échelle du projet ne sera pas pertinente.

Conclusion sur la ressource

Les réseaux de chaleur existant ne sont pas à proximité du site.

La création d'un réseau de chaleur à l'échelle du site ne serait économiquement pas intéressante étant donnée la faible densité énergétique évaluée.

Solution non retenue pour la suite de l'étude.

4.1.2 Raccordement à un réseau de froid existant

Après consultation des bases de données existantes, aucun réseau de froid ne passe à proximité du site.

Conclusion sur la ressource

Solution non retenue pour la suite de l'étude.

4.2 Energie hydraulique

L'hydroélectricité est la première source renouvelable d'électricité en France métropolitaine en termes de production. Les installations hydroélectriques représentent 12% de la production d'électricité française (énergie), et 19% de la capacité électrique installée (puissance) sur le territoire en 2021 (soit environ 26 GW).

L'étude du réseau hydrographique de la zone montre qu'aucun cours d'eau exploitable pour l'hydroélectricité n'est à proximité du site du projet.

Conclusion sur la ressource :

Aucune ressource 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 également 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 pour le projet : la production d'électricité par panneau solaire photovoltaïque et la production d'eau chaude sanitaire par panneau solaire thermique.

4.3.1 Potentielles contraintes à anticiper

4.3.1.1 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.

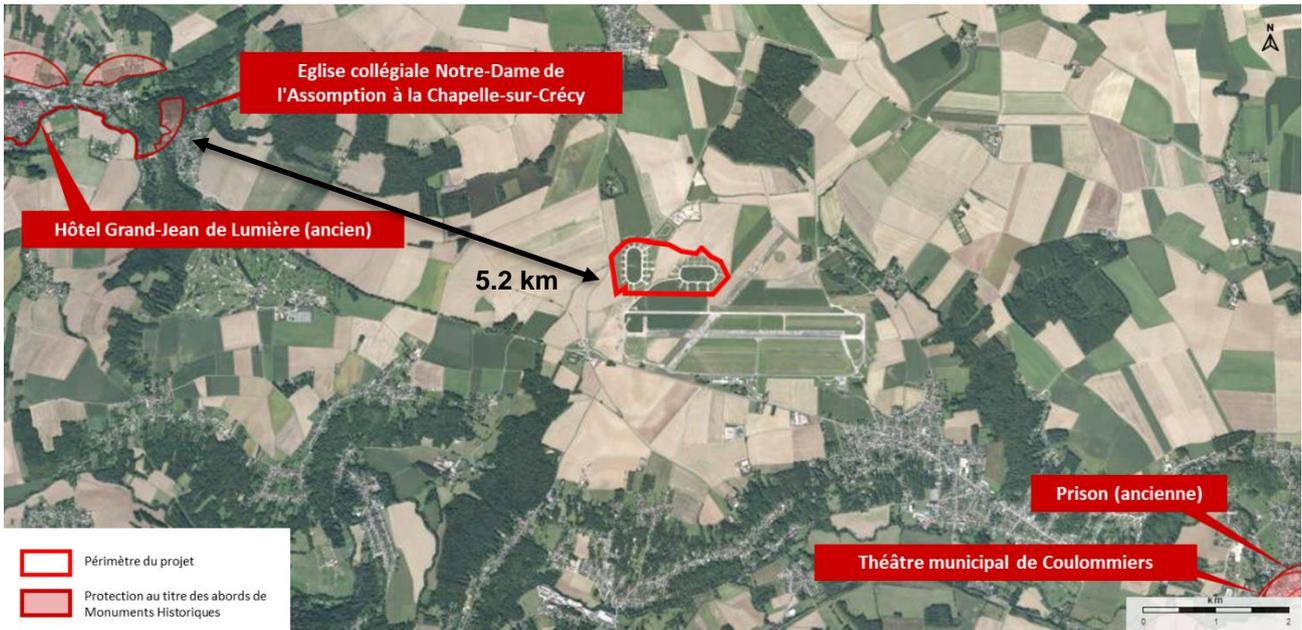


Figure 7 : Bâti remarquable, bâtiments historiques et distance vers la zone du projet (Source : <http://atlas.patrimoines.culture.fr/atlas/trunk/>)

D'après les informations consultées sur la cartographie Atlas des patrimoines, le monument historique le plus proche se trouve à environ 5,2 km au Nord-ouest du site d'étude. Il s'agit de "l'Eglise collégiale Notre-Dame de l'Assomption à la Chapelle-sur-Crécy". Le projet n'est pas situé dans un périmètre de protection de monuments historiques.

4.3.1.2 Proximité avec des aérodrômes

Le développement de photovoltaïque à proximité d'aérodrômes peut être soumis à validation par la DGAC pour évaluer les risques d'éblouissement par reflets. Le projet n'est pas concerné.

4.3.1.3 Loi d'accélération des EnR

La loi d'accélération du développement des énergies renouvelables (EnR) incarne une étape cruciale dans l'engagement de la France en faveur d'une transition énergétique durable. Adoptée pour stimuler la croissance des sources d'énergie renouvelables, cette loi vise à renforcer la part des énergies propres dans le mix énergétique national. Elle offre un cadre réglementaire propice à l'essor des technologies vertes, facilitant les investissements et encourageant l'innovation dans le secteur des énergies renouvelables.

Parmi les mesures emblématiques de cette législation, on trouve des incitations financières, des simplifications administratives, et des exigences spécifiques pour certains secteurs, tels que l'obligation d'installer des ombrières photovoltaïques sur les parkings de plus de 1500 m². Cette initiative vise à exploiter l'espace disponible au-dessus des parkings pour la production d'énergie solaire, contribuant ainsi à la transition vers des solutions énergétiques plus propres et renouvelables.

Dans le cadre du projet du site de Maisoncelles-en-Brie, il est prévu de créer de vastes surfaces de stationnement extérieur, avec environ 500 places représentant un maximum de surface d'environ 12 000 m². La production d'énergie attendue pour cette installation serait d'environ 2 800 kWc. Par ailleurs, la surface disponible sur les toitures est estimée à environ 18 977 m², permettant une installation photovoltaïque d'une capacité de 3 540 kWc.

Cependant, selon l'article 40 de la loi ApER (LOI n° 2023-175 du 10 mars 2023), l'obligation d'installation de panneaux photovoltaïques sur les parkings extérieurs ne s'applique pas si le gestionnaire met en place des

dispositifs de production d'énergies renouvelables sur ces mêmes parkings, à condition que ces dispositifs assurent une production équivalente.

Dans ce cas, comme la capacité de production sur les toitures (3 540 kWc) est supérieure à celle des parkings (2 800 kWc), l'obligation d'installer des ombrières photovoltaïques ne s'applique pas à ce projet.

4.3.2 Intégration des capteurs solaires sur le programme.

L'intégration des capteurs solaires doit être anticipée en amont du projet pour faciliter leur intégration à la toiture. Cela signifie qu'il est essentiel de considérer dès le début de la conception du projet comment ces capteurs seront pourrnt être installés. Un système d'intégration approprié doit être prévu pour assurer une fixation sûre et esthétique des modules solaires.

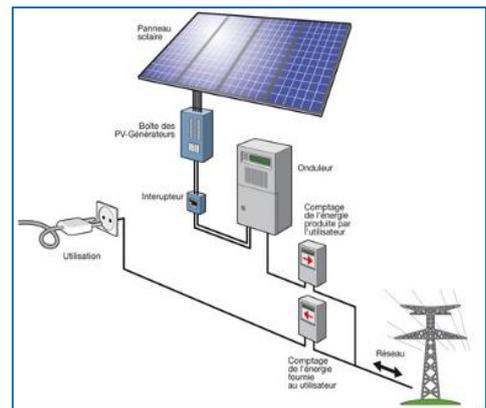
En outre, il est crucial de prendre en compte les contraintes de reprise de charge dès la conception du projet. Les capteurs solaires ajoutent un poids supplémentaire à la toiture (environ 20 à 25kg/m²), et il est important de s'assurer que la structure du bâtiment est conçue pour supporter cette charge supplémentaire.

En intégrant ces aspects dès le début du projet, on évite des modifications coûteuses ou des problèmes d'intégration tardive, ce qui permet d'optimiser le coût d'intégration du système solaire installé. Cela permet également de garantir que le projet sera conforme aux normes de sécurité et de performance requises.

4.3.3 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 :

A partir des données client, la surface considérée comme mobilisable pour l'installation de modules photovoltaïques, est 18 977 m² (Cette surface correspond à une couverture de 50 % des toitures des bâtiments, conformément aux exigences réglementaires) avec une orientation sud et à une inclinaison de 20°. Cette surface est répartie sur les toitures des studios du projet (cf. figure 8).

Cette hypothèse sera à confirmer avec une étude plus approfondie afin de définir les toitures réellement exploitables sur le projet (bonne orientation des toitures, ombrages, monuments historiques, ...)



Figure 8 : Plan de masse du projet.

La technologie de modules considérée est des modules cadrés monocristalin de 1.8 m² d'une puissance unitaire de 420 Wc. Cela correspond à des modules affichant des bons rapports rendement/prix aujourd'hui disponibles sur le marché.

D'après la modélisation PVGIS, la production maximale annuelle est estimée **3 900 MWh/an pour une puissance installée de 3 540 kWc (en considérant un facteur de forme de 0.8).**

Production énergétique mensuelle du système PV fixe

(C) PVGIS, 2024

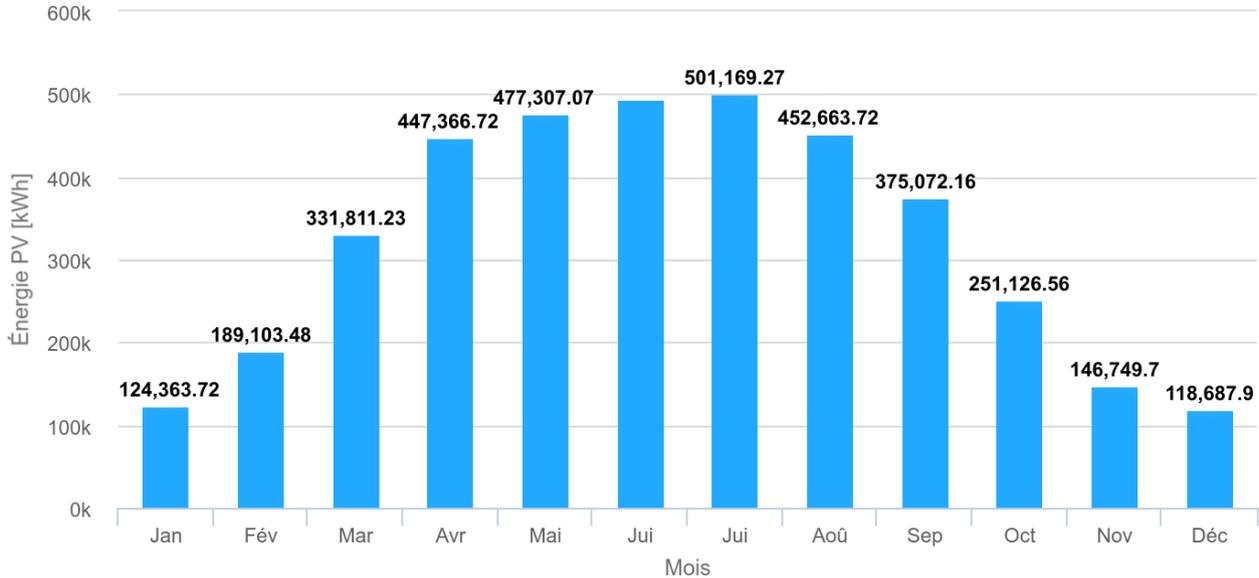


Figure 9 : résultat de modélisation PVGIS

A titre d'information, les besoins d'électricité (réglementaire +non réglementaire) du projet sont estimés à **1 440 MWh** par an. Avec la puissance photovoltaïque envisagée, la production d'électricité photovoltaïque pourrait théoriquement couvrir l'ensemble de cette consommation (approche qui reste uniquement théorique, car suppose une capacité de valoriser en autoconsommation l'intégralité de la production ce qui ne sera pas le cas dans la réalité).

► **Condition de raccordement des installations de PV :**

Pour une valorisation de l'énergie via la vente de l'énergie sur le réseau public, le tarif de vente de l'électricité photovoltaïque dépend de la puissance installée et de la date du raccordement. Les tarifs sont révisés régulièrement en fonction du nombre de raccords à l'échelle nationale.

Si la vente de toute l'électricité produite sur le réseau (mécanisme de « vente totale » via les tarifs d'achat) était la norme jusque dans les années 2010, 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 rend plus compétitif l'autoconsommation de l'énergie produite. En fonction de la taille des projets, des primes à l'achat sont mises en place dans ce cas de figure. Une étude de faisabilité photovoltaïque détaillée est à réaliser pour évaluer les montants des aides, les coûts d'investissement, la rentabilité, etc.

Après première analyse, l'autoconsommation de l'énergie photovoltaïque semble pertinente et permettrait de contribuer à la performance du bâtiment.

Conclusion sur la ressource

Solution à considérer pour la suite de l'étude.

Dans le cas d'une confirmation de la mobilisation de la filière solaire photovoltaïque, l'intégration des modules en toiture est à anticiper.

Les deux modes de valorisation, en vente sur le réseau et en autoconsommation, sont à considérer.

4.3.4 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 utilisée le plus fréquemment pour la production d'eau chaude sanitaire, dont les besoins sont pratiquement constants toute l'année.

Conclusion sur la ressource

Le projet présente des besoins faible d'ECS

La solution n'est pas 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 connecté 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 le projet.

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 alentour.

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 ». De surcroît, la loi de finance 2016 a supprimé le petit éolien des systèmes éligibles au crédit d'impôt à partir du 1^{er} janvier.

Conclusion sur la ressource

Le petit et le moyen éolien présentent un potentiel faible sur le projet.

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 « 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 kgCO₂e (source : ADEME) du aux transformations de la récolte jusqu'à sa mise en forme combustible. Au regard des autres énergies (0,235 kgCO₂e pour 1 kWh PCI de gaz produit puis brûlé), la biomasse reste une énergie peu carbonée.

4.5.1 Bois énergie

La ressource en bois énergie en France est importante et concerne principalement les bois déchets non souillés (classe A) provenant des déchets des ménages, des déchets du BTP et des déchets provenant d'autres activités économiques (315 kt/an) ainsi que le bois forestier (280 kt/an).

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 pour un bâtiment, le nombre de livraisons nécessaires en camions semi-remorques peut être évalué selon la méthode suivante :

C – consommation énergétique efficace annuelle pour le chauffage et l'ECS couverte par le bois-énergie : **1 400 MWh/an** (taux de couverture d'environ 80% des besoins de 1 550 MWh de chauffage et 200 MWh d'ECS)

PC – pouvoir calorifique moyen des bois pellets : **4 500 kWh/t³**

R1 – rendement moyen des installations de combustion : **80%**

R2 – rendement moyen des installations de distribution et d'émission : **95%**

Nt – nombre annuel de tonnes de plaquettes forestières consommées : $Nt = C \times 10^3 / PC / R1 / R2 =$ **410 tonnes/an**

Ch – chargement moyen d'un camion semi-remorque : **18 tonnes**

NR – nombre annuel de rotations : $NR = Nt/Ch =$ **23 rotations/an**

Ce schéma d'approvisionnement représente en termes de trafic, pour des systèmes de production en pied de bâtiment, **23 rotations annuelles par camion 18 tonnes** principalement durant la période de chauffe. Cela ne représente pas une contrainte de trafic dans le cadre d'un projet en zone rurale.

³ Le pouvoir calorifique des bois pellets dépend majoritairement de son humidité. La valeur prise ici est une moyenne donnée pour un taux d'humidité permettant d'éviter les problèmes d'encrassement d'appareil et conserver un bon rendement sur l'installation soit entre 8 et 10% d'humidité.

- **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 dans le cas où les valeurs de puissances utiles estimées sont supérieures 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. Etant donnée l'estimation des besoins, une chaufferie biomasse plus son appoint affichera une puissance inférieure à 1MW.
- **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 actuelle sur ce sujet.

En conclusion, avec une zone rurale où 23 rotations sont effectuées durant la période de chauffage (6 mois), équivalant à 1 rotation par semaine, nous constatons que cela ne pose pas de contrainte de trafic. Cependant, étant donné que pour ce projet une solution décentralisée, capable de répondre à la fois aux besoins de chaud et de froid, est plus pertinente et que le réseau de chaleur à l'échelle du site n'est pas économiquement intéressant étant donnée la densité énergétique. Alors, cette solution ne sera retenue par la suite de l'étude

Conclusion sur la ressource

Solution non 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 de ce projet, 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 de ce projet.

4.6.1 Valorisation des déchets

Les déchets organiques 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 quartier feront probablement l'objet de valorisation au niveau de l'Unité de Valorisation Energétique.

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.

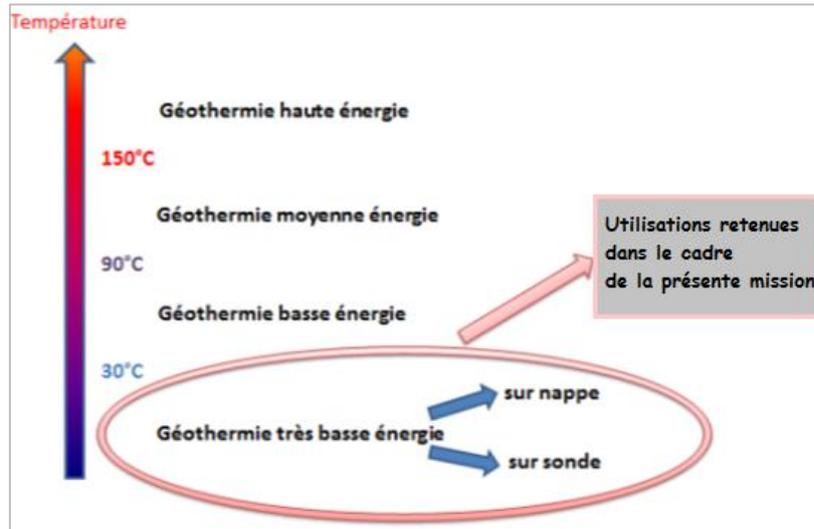


Figure 10 : Classes de géothermie

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 Code Minier a instauré une réglementation dédiée pour la géothermie. En distinguant 2 catégories de projets

- La notion de gîte géothermique de minime importance (GMI) pour les projets inférieurs à 500 kW et inférieurs à 200 m de profondeur, qui sont soumis à une procédure de télé-déclaration et impose seulement le recours à des entreprises (Bureau d'étude et foreurs) agréés.
- Les opérations de plus grandes dimensions qui doivent faire l'objet d'un dossier dit « code Minier » soumis à autorisation. Le délai d'autorisation est de 10 à 14 mois, mais il est à noter qu'il est décorrélié des autorisations d'urbanisme (PC, PLU) et que le soutien des autorités et des habitants conduit à une très grande acceptation de ces projets.

Afin de limiter les risques associés aux ouvrages, l'agrément d'un expert géologue avant la réalisation d'ouvrages géothermiques est fortement recommandé quel que soit le classement du site en GMI. Un classement « vert » ou « orange » du site permettra à une installation respectant les conditions de la GMI (puissance, profondeur, débit, etc.) de s'affranchir d'une étude réglementaire code minier. Si la géothermie est retenue dans un scénario d'approvisionnement énergétique du programme, une étude de faisabilité géothermique est indispensable afin de déterminer les puissances et énergies soutirables et de dimensionner les ouvrages.

La carte de GMI indique que le projet se situe dans la "zone verte" en ce qui concerne la GMI sur nappe, ce qui rend le site éligible à la GMI sur nappe.

La carte de GMI indique que le projet se situe dans la "zone verte" en ce qui concerne la GMI sur sonde (de 0 à 100 m de profondeur), ce qui rend le site éligible à la GMI sur sonde.



Figure 11 : Classement GMI sur nappe le site de l'Aéroport de Coulommiers-Voisins – MAISONCELLES-EN-BRIE (77) (Source : geothermies.fr)



Figure 12 : Classement GMI sur sonde (0 à 100 m de profondeur) pour le site l'Aéroport de Coulommiers-Voisins – MAISONCELLES-EN-BRIE (77) (Source : geothermies.fr)



Figure 13 : Classement GMI sur sonde (100 à 200 m de profondeur) pour le site l'Aérodrome de Coulommiers-Voisins – MAISONCELLES-EN-BRIE (77) (Source : geothermies.fr)

La carte de GMI indique que la moitié du projet se situe dans la "zone verte" (partie Ouest) en ce qui concerne la GMI sur sonde (de 100 à 200 m de profondeur), ce qui rend le site éligible à la GMI sur sonde. En revanche, la partie Est est classée en zone "orange", ce qui implique son éligibilité à la GMI, sous réserve d'un avis émis par un bureau d'études tel que Ginger Burgeap.

4.7.2 Géothermie sur nappe

D'après les données renseignées sur les plateformes publiques aucun forage existant à proximité du projet permet d'évaluer les caractéristiques de la nappe et les débits que l'on pourrait extraire. Une étude détaillée sur la filière géothermique sera donc nécessaire pour définir le potentiel de la ressource.

Un critère de rentabilité de la géothermie est la capacité du projet à valoriser l'énergie chaude et froide que peut produire l'installation géothermie. En effet, avec des besoins équilibrés à l'échelle de l'année en chaud et en froid, la géothermie peut être exploitée à son plein potentiel tout au long de l'année et ainsi amortir au mieux ses coût d'investissement.

Conclusion sur la ressource

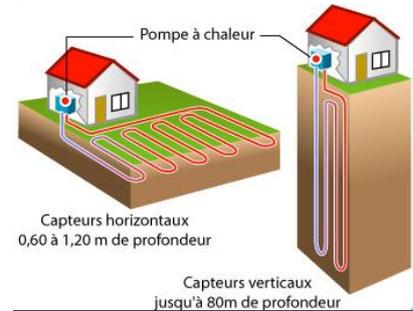
Des données complémentaires permettant de préciser le potentiel géothermique sur nappe seront nécessaires afin d'évaluer la pertinence de la solution aux regards des enjeux du projet.

Cette solution reste intéressante sous réserves d'évaluer la productivité de la nappe sur le site.

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. Plus encore que la géothermie sur nappe, ce type de dispositif nécessite un équilibre minimum entre les besoins de chaud et de froid afin de permettre un fonctionnement optimal (éviter les dérives en température du sous-sol en cas de sur-sollicitation dans un seul mode).

L'implantation d'un champ de sondes nécessite une emprise au sol qui doit être identifiée le plus en amont possible du projet. Plusieurs solutions d'implantation sont possibles dans le cadre du projet :

- Sous les parkings véhicules légers et lourds plus une partie des espaces verts (attention avec la présence de sondes, une végétation à racines superficielles doit alors être considérée) ;
- Sous le bâtiment.

La géothermie sur sonde permet de mobiliser une énergie renouvelable pour la couverture des besoins en chaleur et en rafraîchissement pour des coûts d'exploitation très compétitifs.

► Productivité théorique de sondes :

D'après les calculs réalisés avec le logiciel Pilesim, pour couvrir 80 % des besoins en chaleur (soit 1 940 MWh), il est nécessaire d'installer 120 sondes géothermiques de 150 mètres de profondeur. La capacité totale de la pompe à chaleur (PAC) serait de 450 kW, avec un coefficient de performance (COP) de 4.9. Il est important de noter qu'avec cette puissance de PAC, 77 % des besoins en froid seraient couverts (avec un EER de 7). Pour assurer la couverture totale des besoins en chaleur et en froid, cette capacité serait complétée par un système d'appoint aérothermique de 1 850 kW.

De plus, l'utilisation du système géothermique en mode rafraîchissement, permet de mieux valoriser l'investissement initial et permet de rendre le système géothermique plus compétitif sur le plan économique.

À ce stade du projet, la faisabilité d'une solution géothermique basée sur des sondes est présentée. Cependant, il est crucial d'analyser le contexte hydrogéologique dans le cadre d'une pré-étude de faisabilité afin de déterminer si l'exploitation de la nappe ou des sondes est plus appropriée. Des données supplémentaires seront nécessaires pour évaluer précisément le potentiel géothermique de la nappe, et ainsi déterminer la pertinence de cette solution par rapport aux enjeux du projet.

Dans la suite de l'étude, une solution décentralisée (géothermie) est prise en compte dans le calcul.

Conclusion sur la ressource

Solution intéressante, à retenir pour la suite de l'étude.

4.8 Les puits canadiens

Le puits canadien, également appelé puits provençal, est un système géothermique passif qui permet de réguler la température des bâtiments en utilisant la température stable du sol à quelques mètres de profondeur. Ce dispositif repose sur un principe simple : en faisant circuler de l'air dans un réseau de conduits enterrés, l'air est réchauffé en hiver et rafraîchi en été grâce à l'inertie thermique du sol, qui maintient une température constante d'environ 10 à 15°C. Ce procédé permet ainsi de préchauffer ou de refroidir l'air avant qu'il ne soit insufflé dans les bâtiments, réduisant considérablement les besoins en chauffage et en climatisation, et donc la consommation énergétique.

Dans le cadre du projet de Maisoncelles-en-Brie, cette solution peut être particulièrement adaptée pour alimenter un site comprenant différents types de bâtiments. En intégrant un puits canadien, il serait possible de fournir une base de régulation thermique pour l'ensemble des bâtiments (bureaux, studios, atelier, stockage, etc.) en profitant de la stabilité thermique naturelle du sol. Ce système peut être relié à une ventilation mécanique contrôlée (VMC) pour chaque bâtiment, permettant ainsi de prétraiter l'air avant son utilisation.

Cette solution peut présenter plusieurs avantages dans le cadre du projet : elle contribue à réduire la demande énergétique globale du site, en particulier pour le chauffage et la climatisation, et permet de répondre à des objectifs de durabilité et d'efficacité énergétique. De plus, en complément d'autres solutions renouvelables, comme les panneaux photovoltaïques ou les pompes à chaleur, le puits canadien s'intègre parfaitement dans une approche de gestion énergétique intelligente et respectueuse de l'environnement.

Conclusion sur la ressource

Solution intéressante dans le cadre de ce projet, mais une étude plus approfondie est nécessaire pour valider l'intérêt et la faisabilité de cette option.

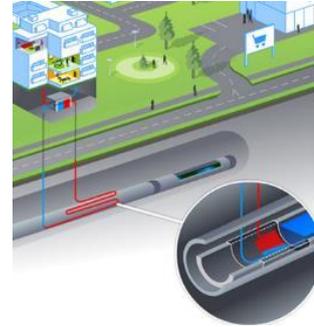
4.9 Récupération de chaleur sur eaux usées

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 énergétiques.

4.9.1 Installation collective (sur un réseau public)

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

Bien que l'installation sur un réseau collectif permette d'accéder à un gisement plus important, l'investissement est élevé et la faisabilité est conditionnée à plusieurs paramètres indispensables (continuité du gisement, caractéristiques adaptées du réseau, proximité, besoin en basse température tout au long de l'année, etc.).



Au vu des besoins du projet et de sa situation géographique, cette solution ne présente pas d'avantage notable.

Conclusion sur la ressource

Solution non retenue pour la suite de l'étude

4.9.2 Installation individuelle

A l'échelle individuelle, un récupérateur de chaleur permet d'utiliser les calories extraites des eaux usées générées par le bâtiment et d'économiser de l'énergie sur les besoins en chaleur (chauffage ou eau chaude sanitaire). Si les performances annoncées par les constructeurs sont intéressantes (jusqu'à 60% d'économie sur l'ECS), la mise en place de cette solution dépend fortement des choix réalisés sur le lot CVC lors de la conception des bâtiments. Dans un bâtiment affichant des besoins en ECS faibles, le potentiel de récupération est également faible tout comme les axes de valorisation des calories récupérées.

Conclusion sur la ressource

Solution non retenue pour 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 au bâtiment bureaux et commerces/services mais également pour la fourniture des besoins de chauffage des logements.

Dans la suite de l'étude, une solution décentralisée (aérothermie) est prise en compte dans le calcul.

Remarque : l'aérothermie, pour comptabiliser une part d'EnR dans sa production doit afficher un coefficient de performance moyen supérieur à 2,5 afin de compenser le coefficient de conversion de l'énergie électrique en énergie primaire (1kWh d'énergie électrique implique la consommation d'une quantité d'énergie primaire plus importante).

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.

Conclusion sur la ressource

Solution non étudiée.

4.12 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 de projet 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

4.13 Synthèse de l'analyse de potentiel en ENR

Tableau 3 : 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	Inexploitable	<ul style="list-style-type: none"> - Energie maîtrisée en termes de mise en place et d'exploitation de la ressource - Gisement primaire gratuit 	<ul style="list-style-type: none"> - Investissements importants - Impacts environnementaux forts (construction barrage, modification du débit donc impact sur la faune et la flore,...) 	Potentiel nul
Solaire	Thermique	Oui	Potentiel suffisant. En concurrence d'usage au niveau des zones mobilisables avec le photovoltaïque	<ul style="list-style-type: none"> - Energie « gratuite » et sans nuisances - Energie décarbonée en termes de production 	<ul style="list-style-type: none"> - Nécessité d'un système d'appoint - Production et consommation désynchronisées, implique stockage 	Potentiel faible (selon identification du besoins ECS du projet)
	Photovoltaïque		Potentiel suffisant. En concurrence d'usage avec solaire thermique.	<ul style="list-style-type: none"> - Energie « gratuite » et sans nuisances - Energie décarbonée en termes de production 	<ul style="list-style-type: none"> - Investissement important 	Potentiel moyen à fort (selon mobilisation des surfaces en toiture)
Biomasse	Bois-énergie	Forte au niveau régional (suivant les schémas directeurs énergie régionaux)	Suffisant au vu des besoins du projet	<ul style="list-style-type: none"> - Source décarbonée 	<ul style="list-style-type: none"> - Fret à considérer - Enjeu de la qualité de l'air - Emprise foncière importante 	Solution non pertinente pour le projet

Ressource énergétique		Disponibilité de la ressource	Potentiel de la ressource	Avantages	Inconvénients	Conclusion intermédiaire
	Biogaz	Déchets urbains	Faible			Potentiel inexploitable à l'échelle du site
Eolienne	Grand éolien	Impossible en secteur urbain				
	Petit éolien	Aléatoire et d'ampleur non significative				
	Haute énergie					
	Moyenne énergie					
	Basse énergie					
Géothermie	Très basse énergie	PAC sur nappe	Oui	A priori suffisant, à confirmer à l'aide d'études complémentaires	- Investissement conséquent, nécessité d'un appoint	Potentiel moyen à consolider par étude détaillée
		PAC sur sondes	Présence d'aquifères à confirmer Potentiel moyen	Suffisant	- Source d'énergie peu chère (électricité à haut rendement) - Nuisances réduites	- Nécessite un équilibre entre les besoins de chaud et de froid - Investissement conséquent et nécessité d'un appoint - Emprise au sol importante

Ressource énergétique		Disponibilité de la ressource	Potentiel de la ressource	Avantages	Inconvénients	Conclusion intermédiaire
Les puits canadiens		Oui	A confirmer à l'aide d'études complémentaires	- Système écologique et durable - Faible coût d'exploitation	- Coût d'installation élevé - Dépendance aux conditions géologiques	Potentiel moyen à consolider par une étude détaillée
Aérothermie		Oui	Potentiel suffisant	- Investissements faibles	- Moins performante que la géothermie	Potentiel moyen à fort
Réseaux de chaleur		À 7 km du site du projet	Potentiel important avec capacité à fournir l'intégralité de la puissance et de l'énergie demandée au chaud (Chauffage +ECS)	- Taux d'EnR élevé	- Aucune maîtrise de l'évolution du prix de l'énergie sur le long terme (contrairement aux énergies renouvelables localement captées)	Potentiel nul en raison de la trop faible densité énergétique qu'afficherait un réseau
Réseaux de froid		Pas de réseau de froid à proximité				
Récupération de chaleur fatale	Eaux usées	Pas de collecteur d'ampleur à proximité				Solution non pertinente pour le projet
	Industriels	Pas de présence de site industriel à proximité				Solution non pertinente pour le projet

5. Conclusions intermédiaires : scénarios énergétiques retenus

Au regard de l'analyse des besoins du site précédemment présentée et de l'analyse du potentiel en énergies renouvelables, les scénarios d'approvisionnement suivants sont identifiés comme pertinents pour le projet :

► Scénario « conventionnel »

Couverture des besoins de chaud et de froid à partir de **groupes aérothermiques**.

Ce scénario est le scénario identifié comme le plus simple à mettre en œuvre avec la solution énergétique la plus conventionnelle. C'est également le scénario qui présente la plus faible performance environnementale avec une mobilisation des EnR limitée à la production de la chaleur et conditionnée à des machines thermodynamiques performantes affichant un COP élevé.

Les principaux avantages de ce scénario sont les suivants :

- Coûts d'investissement faibles ;
- Mobilisation foncière faible ;
- Etudes de conception et phase travaux simplifiées avec une solution technologiquement simple, mature et très conventionnelle.

Les principaux points faibles de ce scénario « conventionnel » sont les suivants :

- Prix de l'énergie fortement dépendante au prix de l'électricité et donc une facture pour le chauffage non maîtrisé dans le temps ;
- Taux de mobilisation d'EnR plus faible que pour les autres scénarios ;
- Risque d'effet d'îlot de chaleur urbain en été avec possibilité de fonctionnement des groupes aérothermique en mode froid ;
- Contrainte sonore dans le quartier lié aux unités extérieurs ;

► Scénario « EnR 1 »

Mise en place de la **géothermie** pour la couverture des besoins en chaud et des besoins en froid. Appoint pour les besoins en chaud et froid à partir de groupes aérothermiques.

Ce scénario permet de valoriser le potentiel énergétique du sous-sol grâce à la géothermie. Avec un projet présentant des espaces extérieurs, le positionnement d'un champ de sondes ou d'un doublet (pompage – injection) pour de la géothermie sur nappe semble pertinent. Un champ de sonde géothermique peut également être positionné sous le bâtiment. Ce scénario doit être confirmé par une étude de faisabilité géothermique.

Les principaux avantages de ce scénario sont les suivants :

- Forte mobilisation des EnR sur le chaud et le froid ;
- Prix de revient de l'énergie faible en exploitation et faiblement dépendant de la fluctuation des énergies primaires ;
- Solution nécessitant peu de maintenance en phase d'exploitation ;
- Possibilité de mobiliser des subventions pour alléger les coûts d'investissement.

Les principaux points faibles de ce scénario géothermie sont les suivants :

- Coût d'investissement important ;
- Etudes amonts indispensables pour caractériser le gisement et dimensionner les installations.

► Photovoltaïque

Le système **photovoltaïque** est identifié comme une solution pertinente pour couvrir partiellement les besoins en énergie électrique des bâtiments en utilisant la production d'électricité des centrales photovoltaïques en autoconsommation. Cette solution est à considérer en parallèle des solutions sur la couverture des besoins thermiques identifiés ci-dessus – Scénario conventionnel et scénario EnR1.

Avantages :

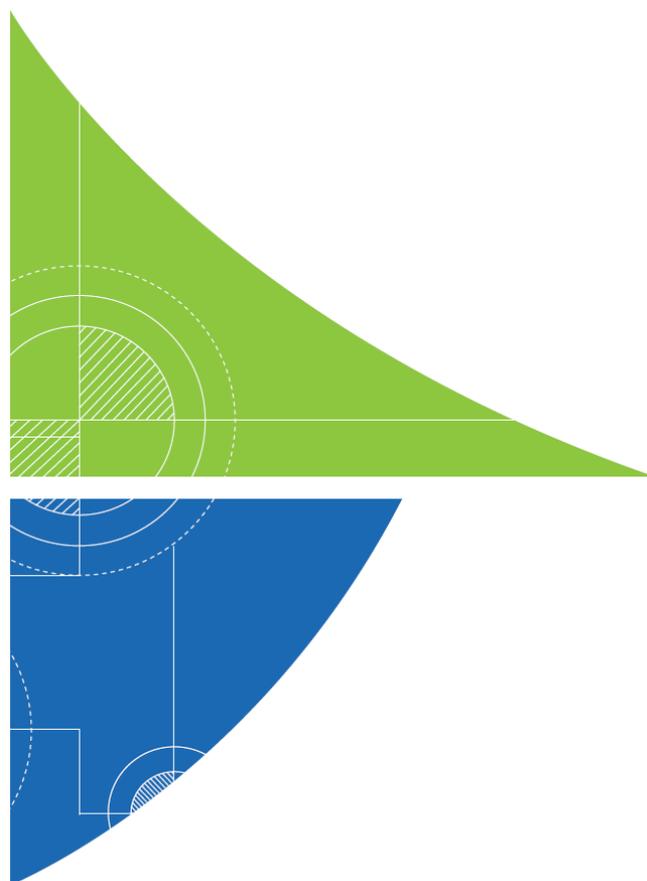
- Économies sur la facture électrique : Les systèmes photovoltaïques en autoconsommation permettent de réduire la facture d'électricité.
- Énergie renouvelable : L'énergie solaire est une source d'énergie renouvelable qui ne produit aucune émission ni polluant durant sa phase d'exploitation.
- Indépendance énergétique : Un système photovoltaïque permet de réduire la dépendance des bâtiments à l'électricité du réseau.
- Faible entretien : Les panneaux solaires nécessitent très peu d'entretien et affiche une durée de vie supérieure à 25 ans.

Inconvénients :

- Coûts initiaux élevés : Le coût de l'installation d'un système photovoltaïque solaire peut être assez élevé, ce qui constitue un frein à son déploiement.
- Mobilisation foncière : Les modules solaires nécessitent une emprise foncière importante, ce qui pose des problèmes de concurrence d'usage. L'intégration de modules photovoltaïque dans un programme doit être identifiée en amont afin de gérer la contrainte d'utilisation de l'espace (généralement en toiture).

Nous préconisons d'envisager une combinaison de l'énergie solaire en parallèle des scénarios EnR identifiés, car cela constitue une solution intéressante pour améliorer la performance environnementale du programme à l'usage et réduire les factures énergétiques. La concurrence d'utilisation sur les toits doit être examinée de manière à pouvoir intégrer à la fois des systèmes solaires thermiques et photovoltaïques.

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.

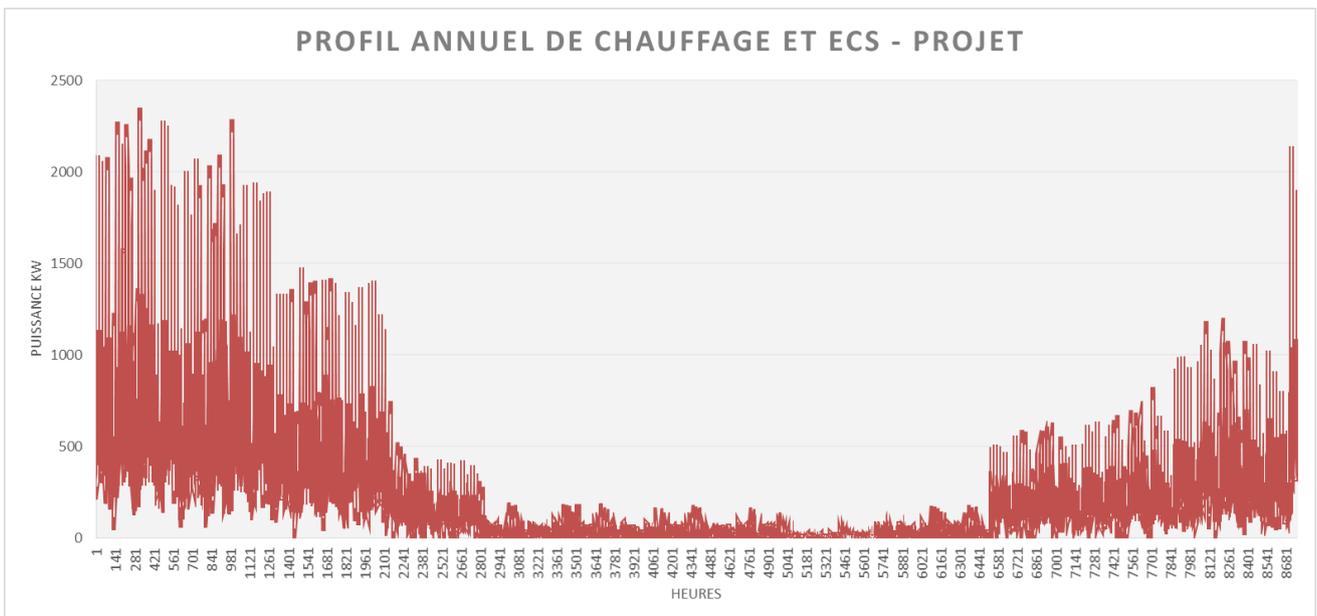


Figure 14 : Puissance chauffage + ECS

Un outil développé en interne permet d'analyser et de croiser ces profils, afin de construire la monotone de puissance 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 de production de chaleur 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 à installer pour garantir une capacité du système à répondre à la demande lors des pointes de consommation.

6.1 Scénario Econv

Rappel : le scénario conventionnel prévoit la production de chaleur et de froid grâce à des PAC aérothermiques.

► Production de chaleur

La puissance utile installée théorique, nécessaire pour couvrir 100% des besoins de chaleur cumulés (chauffage et ECS) est égale à la puissance maximale appelée. Elle est estimée à **2 300 kW** pour l'ensemble du périmètre d'étude. Cette puissance permet de couvrir le besoin en chauffage et en ECS.

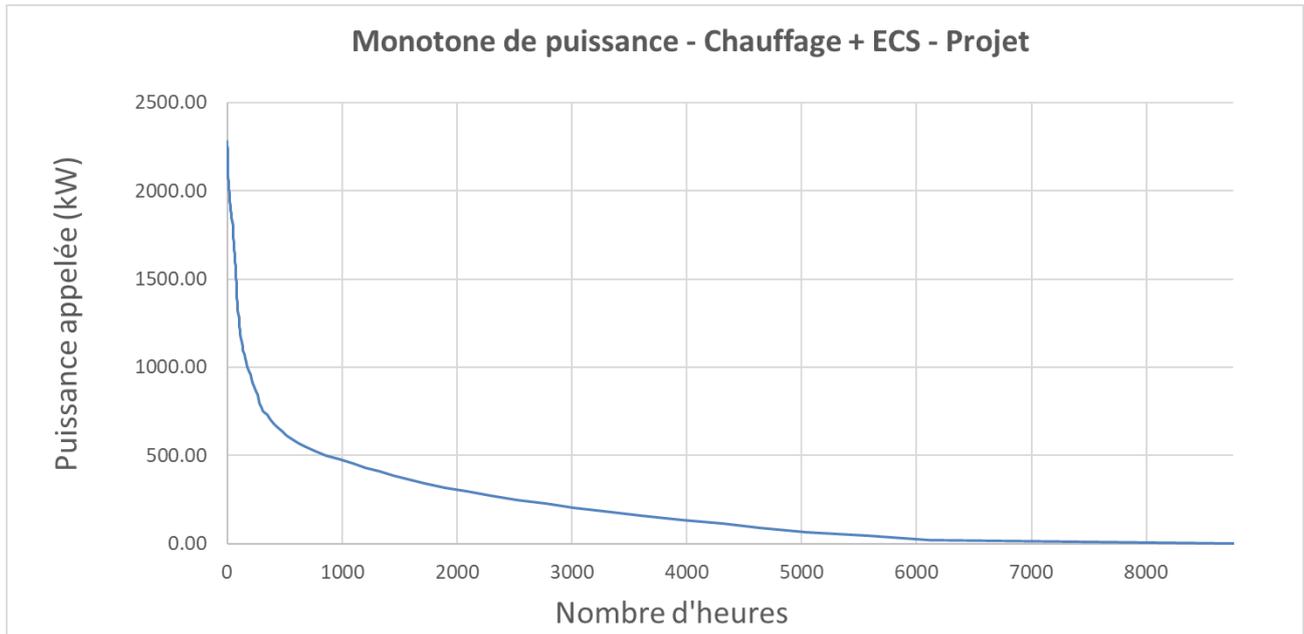


Figure 15 : Monotone de puissance des besoins de chaleur

L'appel sur un nombre d'heure très important dans l'année (plus de 7000 heures) s'explique par les besoins en ECS également présent durant la période estivale.

► Production de froid

La puissance totale utile installée nécessaire pour couvrir 100% des besoins de froid du site est estimée à **1 900 kW**. Les besoins de froids sont donc couverts par la puissance utile de PAC installée calculée à partir des besoins de chaleurs cumulés du site.

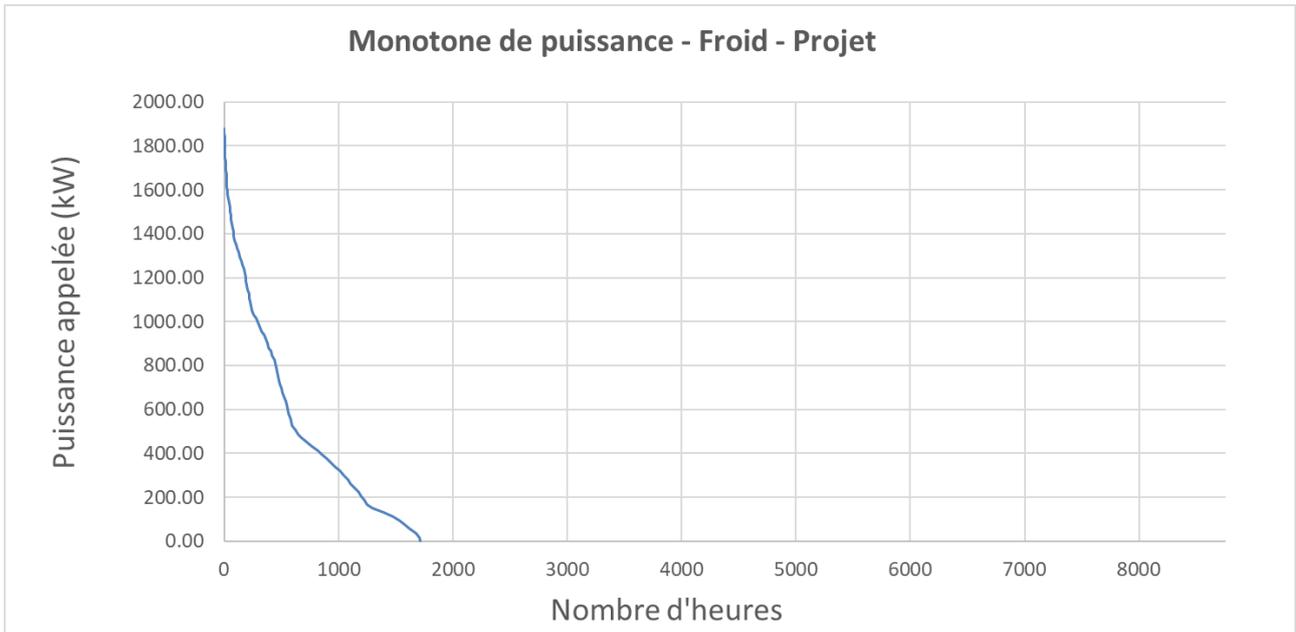


Figure 16 : Monotone de puissance des besoins de froid du site

6.2 Scénario ENR 1 : Géothermie

Rappel : ce scénario prévoit la production de chaleur (80% des besoins de chaud) par géothermie, avec appoint aérothermique dimensionné pour fournir 100% des besoins de chaud et froid. La puissance installée pour couvrir 80% des besoins en chaud (et 77% des besoins en froid) est de 450 kW. L'appoint aérothermique atteindra 1 850 kW.

6.3 Scénario ENR 2 : Photovoltaïque + scénario conventionnel

Rappel : En parallèle au scénario conventionnel, une partie des besoins en électricité est générée grâce aux panneaux photovoltaïques. Le productible annuel est évalué à 3 900 MWh/an pour une puissance installée de 3 540 kWc.

7. Analyse multicritère des scénarios retenus

7.1 Coûts d'investissements

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

Tableau 4 : 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	Maîtrise d'œuvre	320 k€HT	3 200 k€HT
	PAC air/eau 2 300 kW	2 300 k€HT	
	Panoplies hydrauliques	100 k€HT	
	Aléas + ingénierie	480 k€HT	
ENR 1	Maîtrise d'œuvre	540 k€HT	4 470 k€HT
	PAC air/eau 1 850 kW	1 850 k€HT	
	PAC eau/eau 450 kW	430 k€HT	
	Sondes géothermiques (120 SGV de 150 m)	2 070 k€HT	
	Panoplies hydrauliques	100 k€HT	
	Aléas + ingénierie	480 k€HT	
	Subventions estimées (Fond Chaleur ADEME)	-1 000 k€HT	
ENR 2 : PV+ Scénario de référence	Maîtrise d'œuvre	540 k€HT	6 780 k€HT
	PAC air/eau 2 300 kW	2 300 k€HT	
	Panoplies hydrauliques	100 k€HT	
	Aléas + ingénierie	480 k€HT	
	Champs photovoltaïques sur toiture	3 360 k€HT	

* Poste soumis à une incertitude importante qui sera à consolider avec des études spécifiques, notamment à partir d'une consultation du gestionnaire du réseaux et du coût du raccordement qui sera appliqué.

Ces estimations sont issues de données moyennes et la consultation de fournisseurs permettra dans la suite du projet d'affiner ces prévisions économiques. Les données communiquées, 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. Le résultat présenté est le coût total sur 20 ans (investissement et fonctionnement) rapporté à l'année pour le site.

7.2.1 Hypothèses économiques

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

- Durée d'observation économique : 20 ans
- Taux d'intérêt de l'emprunt : 4 % ;
- Coût des énergies :
 - Electricité à 140 €HT/MWh.
- Inflation sur énergie primaire :
 - Electricité : +4%/an.

7.2.2 Résultats économiques⁴

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,
- P4 : investissement et frais financiers annuels.

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

Tableau 5 : Coût global annualisé des différents scénarios étudiés – sans actualisation.

COÛT GLOBAL ANNUALISÉ	Solution conventionnelle	ENR1-Géothermie	ENR2- PV + Solution Conventionnelle
P1-Dépense en énergie	156 800 €	103 100 €	-264 400 €
P2-Maintenance	60 000 €	59 500 €	144 100 €
P3-Renouvellement	196 700 €	180 600 €	331 200 €
P4- Investissement lissé sur 20 ans + Frais financiers annuels	235 500 €	328 900 €	499 200 €
Coût complet P1+P2+P3+P4	649 000 €	672 100 €	710 100 €

Sans prendre l'actualisation du coût de l'énergie, c'est donc le scénario conventionnel (PAC aérothermique) le plus compétitif. Le scénario conventionnel avec l'ajout de photovoltaïque permet d'ajouter une couverture EnR supplémentaire sur le besoin énergétique global du projet. Le scénario EnR1 (Géothermie) couvre 80% des besoins thermique, environ 40% du besoin énergétique global. Il pourrait donc intéressant d'intégrer du photovoltaïque sur le scénario géothermie. Il est noté que pour l'ENR2, 20% de la production d'électricité est autoconsommée.

7.2.3 Rentabilité économique en coût global actualisé

En prenant les hypothèses exposées plus haut sur l'évolution future des prix, hypothèses discutables depuis la récente explosion des coûts de l'énergie, il est alors possible d'analyser les coûts cumulés actualisés des différents scénarios.

La figure ci-dessous illustre le coût actualisé de l'énergie sur une période de 20 ans, mettant en évidence les avantages de la solution géothermique par rapport aux autres scénarios. L'ajout d'une production solaire photovoltaïque est illustré par le scénario ENR 2 (conventionnelle + PV) mais pourrait être intéressant sur le scénario 1.

⁴ Le calcul est réalisé « hors externalités » (gestions des terres, enveloppe du bâti, etc.)

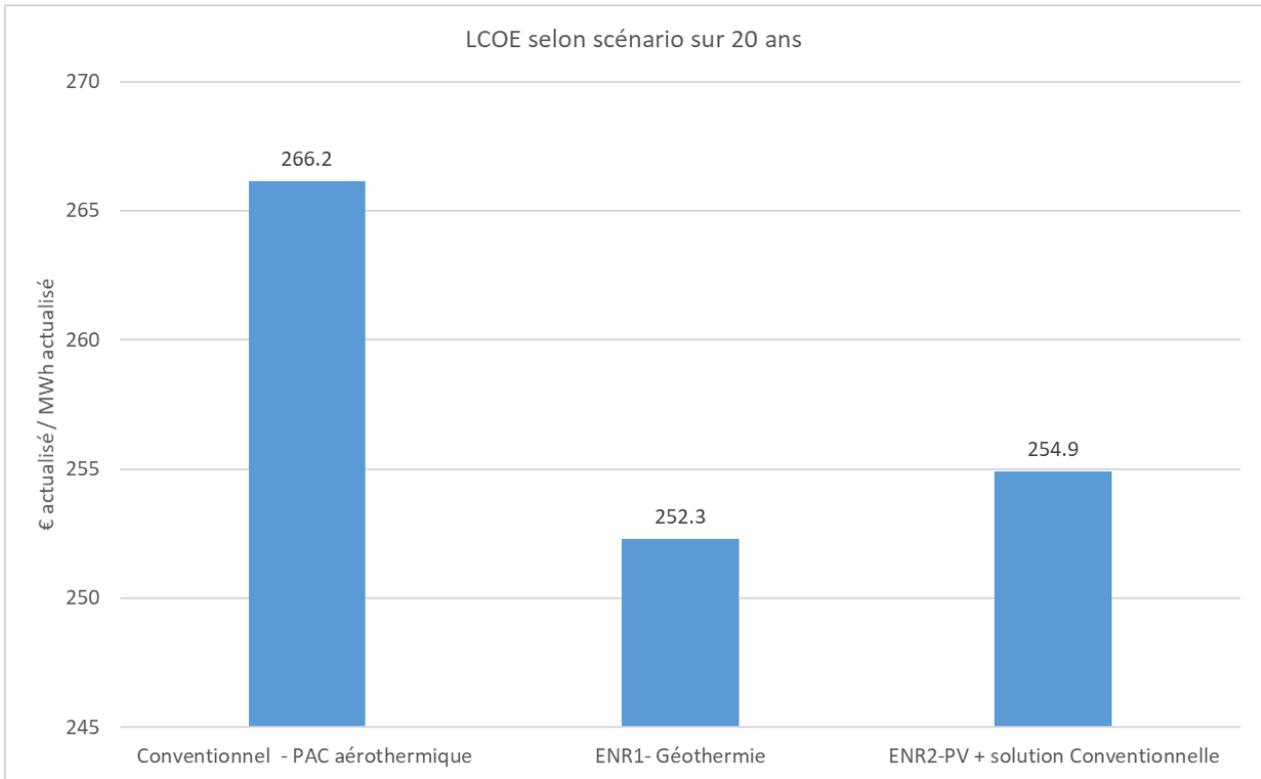


Figure 17 : Coût actualisé de l'énergie sur 20 ans.

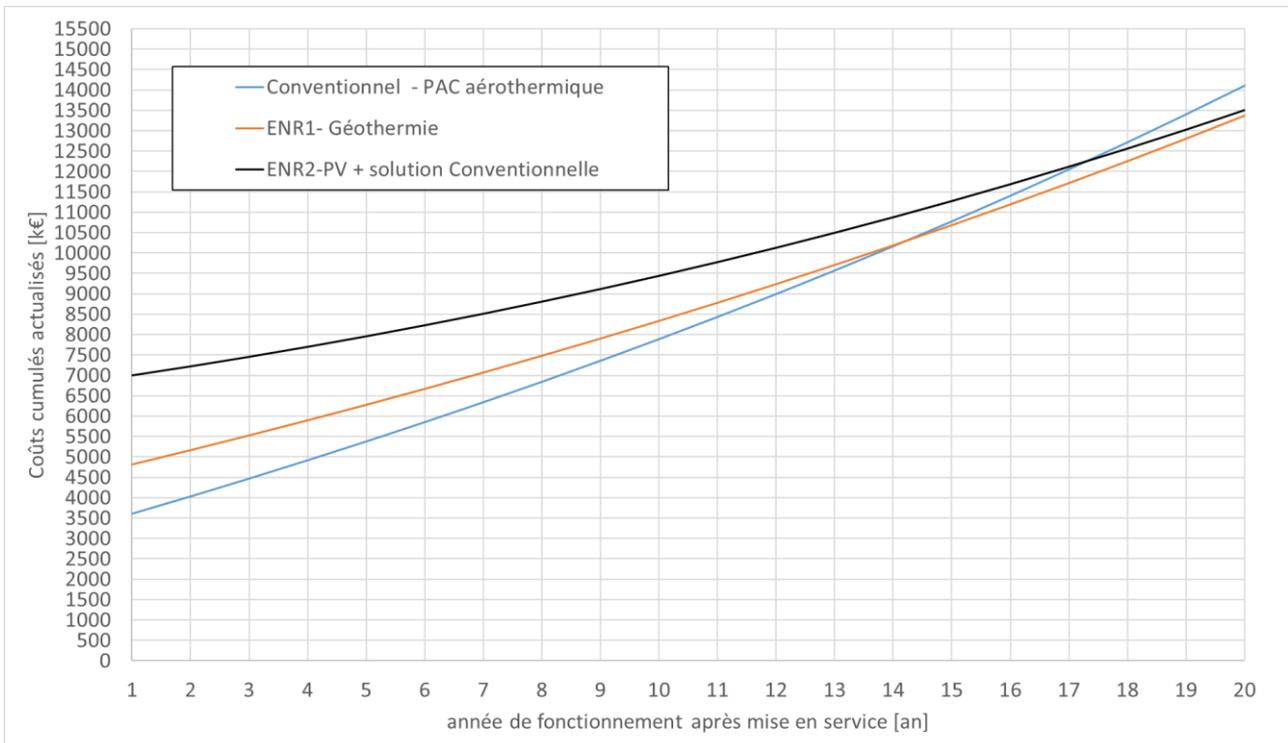


Figure 18 : Evolution du coût global actualisé selon les scénarios.

La figure d'évolution du coût global actualisé (sur 20 ans) montre alors l'intérêt du scénario géothermique par rapport aux autres scénarios.

Le scénario 1 (géothermique) devient plus avantageux que le scénario conventionnel à partir de la 14ème année.

7.3 Résultats environnementaux

Les différents scénarios retenus sont comparés par rapport à un critère environnementale :

- Emissions annuelles de gaz à effet de serre,

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

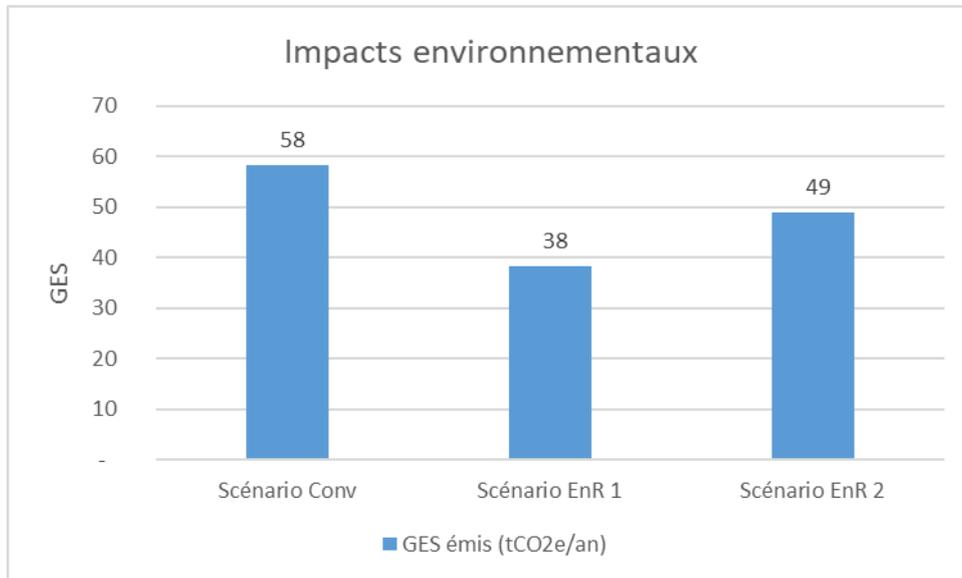


Figure 19 : Comparatif environnemental (GES*) des scénarios étudiés.

* 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.

Les histogrammes illustrent les émissions résultant des scénarios de référence, scénario géothermie, et scénario de référence avec PV.

En termes d'émissions de gaz à effet de serre, le scénario ENR 1 (géothermie) est le moins émissif des trois.

Le scénario conventionnel repose entièrement sur l'électricité du réseau pour son fonctionnement, tandis que le scénario ENR 2 (scénario conventionnel + PV) utilise à la fois une partie de l'électricité du réseau et intègre l'autoconsommation de l'électricité produite par les panneaux photovoltaïques (20% autoconsommation). Ainsi, une fraction de l'électricité consommée dans ce scénario provient, en termes d'empreinte carbone, de l'énergie générée par les PV. Cette approche engendre une réduction des émissions de gaz à effet de serre grâce à l'utilisation d'une solution à faibles émissions pour la production d'électricité. Ces résultats proviennent des taux moyens d'émission de CO₂ pour le réseau électrique, qui sont de 52 gCO₂e/kWh, et pour l'énergie solaire photovoltaïque, qui s'élèvent à 40 gCO₂e/kWh (facteur d'émission de la base empreinte de l'ADEME).

8. Conclusion

L'étude de faisabilité du potentiel de développement en énergies renouvelables a été réalisée suivant les étapes ci-dessous.

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 du site, les **besoins de chaleur** en énergie utile s'élèvent **à près de 1 750 MWh/an**. Les **besoins de froid** de l'ensemble du projet s'élèvent **à près de 900 MWh/an**.

Dans un deuxième temps, l'**analyse du potentiel en énergies renouvelables** a permis d'identifier les filières à énergies renouvelables et de récupérer les plus pertinentes au regard du contexte du projet. Le recours à l'**aérothermie**, et la **géothermie** ont été identifiés :

- Scénario de Référence (ou Scénario Conventionnel) : **pompes à chaleurs aérothermiques** à l'échelle du bâtiment pour couvrir **100% du besoin de chaud et de froid**.
- Scénario ENR 1 : **Géothermie pour fournir 80% du besoin de chauffage et d'ECS avec appoint aérothermique pour couvrir 100% du besoin de chaud et de froid**.
- Scénario ENR 2 (Scénario Conventionnel + Photovoltaïque) : La solution photovoltaïque a été définie pour répondre à une partie des besoins en électricité du programme.

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 d'évaluer :

- Les surcoûts à l'investissement nécessaires pour mobiliser des sources énergétiques renouvelables sur le programme ;
- Les gains sur la part variable de la facture énergétique générés par une mobilisation de source renouvelable ;

Le scénario ENR 1 (géothermie) est considéré le plus performant d'un point de vue multicritère sur une période de 20 ans, en tenant compte à la fois des aspects économiques, énergétiques et environnementaux. Il est intéressant d'intégrer le photovoltaïque à ce scénario, ce qui permet de réduire l'empreinte carbone du système énergétique et de limiter la sensibilité de la facture énergétique à l'inflation de l'électricité achetée sur le réseau. Cependant, le photovoltaïque ajoute un surcoût CAPEX important.

Il convient de souligner qu'une solution de puits canadien pourrait être envisagée pour ce projet. Cette option, à la fois naturelle et écologique, permet de réguler la température tout en minimisant l'impact sur l'environnement. Utilisant uniquement l'air extérieur et la température du sol, elle offre une énergie propre, gratuite et inépuisable. Parmi ses avantages, on note son caractère écoresponsable, économique, polyvalent, confortable, performant et durable. Cependant, le choix de cette solution devra être validé et confirmé par une étude plus approfondie, afin de déterminer son taux de couverture ainsi que les conditions économiques et environnementales liées à cette solution dans le cadre du projet.