


Étude de faisabilité du potentiel d'énergie renouvelables

Projet d'aménagement du Val d'Arquet Est




Informations générales

Maîtrise d'ouvrage (et partenaires)

	<p>3F Normanvie</p> <p>✉ 139, Rue Grande, 27100 Val-de-Reuil</p> <p>📄 michel.sayasithsena@groupe3f.fr ; 02 77 07 80 00</p>
---	--

Groupement d'études

	<p>INGETEC</p> <p>✉ 135 Allée Paul Langevin, 76230 Bois-Guillaume</p> <p>📄 ingetec@ingetec.fr ; 02 35 07 94 20</p>
---	---

Caractéristiques du projet

Intitulé	Projet du Val d'Arquet Est
Ville	Dieppe
Département	Seine-maritime (76)

Table des matières

1. Contexte du projet et objectifs de l'étude	4	3. ETAPE 2 – PREPARATION A L'ETUDE DE FAISABILITE	39
1.1. Contexte du projet et intentions d'aménagement.....	4	3.1. Préambule	39
1.1.1. Contexte et localisation du projet.....	4	3.1.1. Objectifs et méthode	39
1.1.2. Enjeux du secteur et intentions d'aménagement	4	3.1.2. Hypothèses	39
1.2. Cadre réglementaire et méthodologique	7	3.2. Estimation des besoins énergétiques futurs	40
1.2.1. Article L.300-1 du Code de l'Urbanisme et son application	7	3.3. Stratégie énergétique retenue pour le projet.....	41
1.2.2. Cadrage méthodologique	7	3.3.1. Scénario proposé	41
1.2.3. Processus de développement du projet	7	3.4. Synthèse de la stratégie proposée.....	48
1.2.4. Méthodologie de l'EFPDENR&R	8	3.4.1. Rappel des scénarios.....	48
2. ETAPE 1 – Présentation de l'étude d'opportunités	9	3.4.2. Bénéfices économiques de la stratégie.....	48
2.1. Cadrage préalable.....	9	3.4.3. Bénéfices environnementaux du scénario	49
2.1.1. Définition des énergies renouvelables et de récupération (ENR & R).....	9	4. Table des figures	51
2.1.2. Objectifs européens et français en matière de développement des ENR.....	9	5. Annexes	53
2.2. Enjeux énergétiques du projet.....	12		
2.3. Identification des documents susceptibles d'orienter la stratégie énergétique du projet 12			
2.3.1. Textes réglementaires et normes spécifiques associées aux ENR.....	12		
2.3.2. Documents stratégiques sur les questions associés aux évolutions climatiques et aux énergies	15		
2.3.3. Documents de planification territoriale.....	16		
2.4. Diagnostic territorial.....	17		
2.4.1. Types d'énergies, systèmes et échelles	17		
2.4.2. Étude d'opportunité sur le développement des ENR&R.....	18		
2.5. Synthèse des opportunités de développement des ENR&R	37		

1. Contexte du projet et objectifs de l'étude

1.1. Contexte du projet et intentions d'aménagement

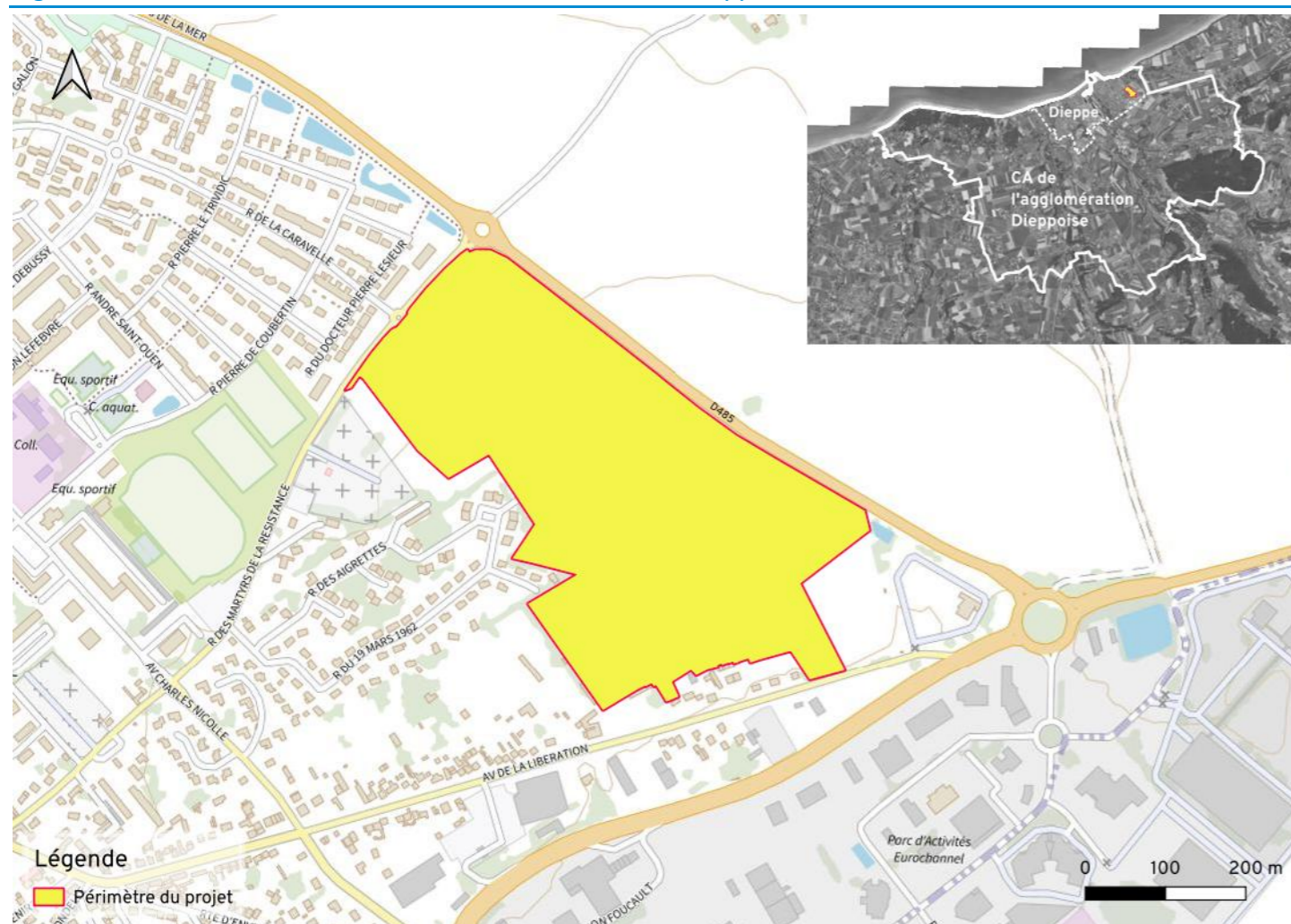
1.1.1. Contexte et localisation du projet

Le projet visé par la présente étude concerne l'aménagement du futur quartier Val d'Arquet Est situées sur la partie Est de la commune historique de Neuville-lès-Dieppe.

Ce projet, mené par 3F Normandie, s'inscrit sur des parcelles agricoles non construites dont le périmètre de 17ha est délimité par :

- La rue des martyrs de la Résistance au Nord-Ouest
- La D485 au Nord-Est
- L'avenue de la libération au Sud

Figure 1 Localisation du site d'étude dans la commune de Dieppe



1.1.2. Enjeux du secteur et intentions d'aménagement

Principes d'aménagement et de desserte

La programmation du projet comprend la construction de plusieurs macro lots pour un objectif de 650 logements environ à terme. Le programme comprendra des immeubles de tailles et de hauteurs différentes ainsi que des logements intermédiaires et des maisons individuelles. La gestion du stationnement sera étudiée finement afin de minimiser son impact. Une partie sera gérée par des parkings semi-enterrés sous les bâtiments d'habitat collectif. Le reste sera en aérien, avec du stationnement en poche et/ou le long des voies.

A ce stade, la programmation prévisionnelle est la suivante :

1. 455 logements familiaux (3F Normandie et lots à bâtir)
2. Logements modulaires (3F Résidences) :
 - Temps 1 : Résidence mobilité : 360 logements (10-15 ans/chantier EPR 2)
 - Temps 2 : définitif : 134 Logements locatifs sociaux
3. Un ou plusieurs équipements et/ou commerces pourraient être intégrés à l'opération d'aménagement du Val d'Arquet Est, l'étude des besoins est en cours.

Le projet s'inscrit en lien avec la construction d'un nouvel EPR (Réacteur pressurisé européen), l'EPR 2 à Penly, situé à environ 13km, dont le chantier a démarré début 2024 pour une durée de plus de 10 ans. Ce chantier va générer des besoins importants en logements, et ce rapidement, dans un contexte immobilier déjà tendu. 1 000 ouvriers sont attendus dès cette année, 2 000 en 2025, 3 000 en 2026 et jusqu'à 12 000 d'ici 10 ans. A ce titre, et dans un contexte de tension immobilière locale, il a été retenu dans l'appel à projet de l'Etat qui a sélectionné 22 territoires « engagés pour le logement », dont l'objectif est d'offrir des outils pour accélérer les projets.

Mobilité douce et liaisons piétonnes

Le projet d'aménagement des espaces publics est également au cœur du projet de création du quartier Val d'Arquet Est, avec notamment :

- Une voie centrale, dite « manivelle », comprenant voirie, noues paysagères et trottoirs pour une surface totale de 15 200 m² ;
- Une voie verte de 9 800 m² ;
- Des espaces verts comprenant deux coulées vertes avec jardin de pluie, jeux et mise en valeur des blockhaus, et un merlon paysager le long de la RD485, pour une surface totale de 36 500 m².

Enjeux environnementaux et paysagers

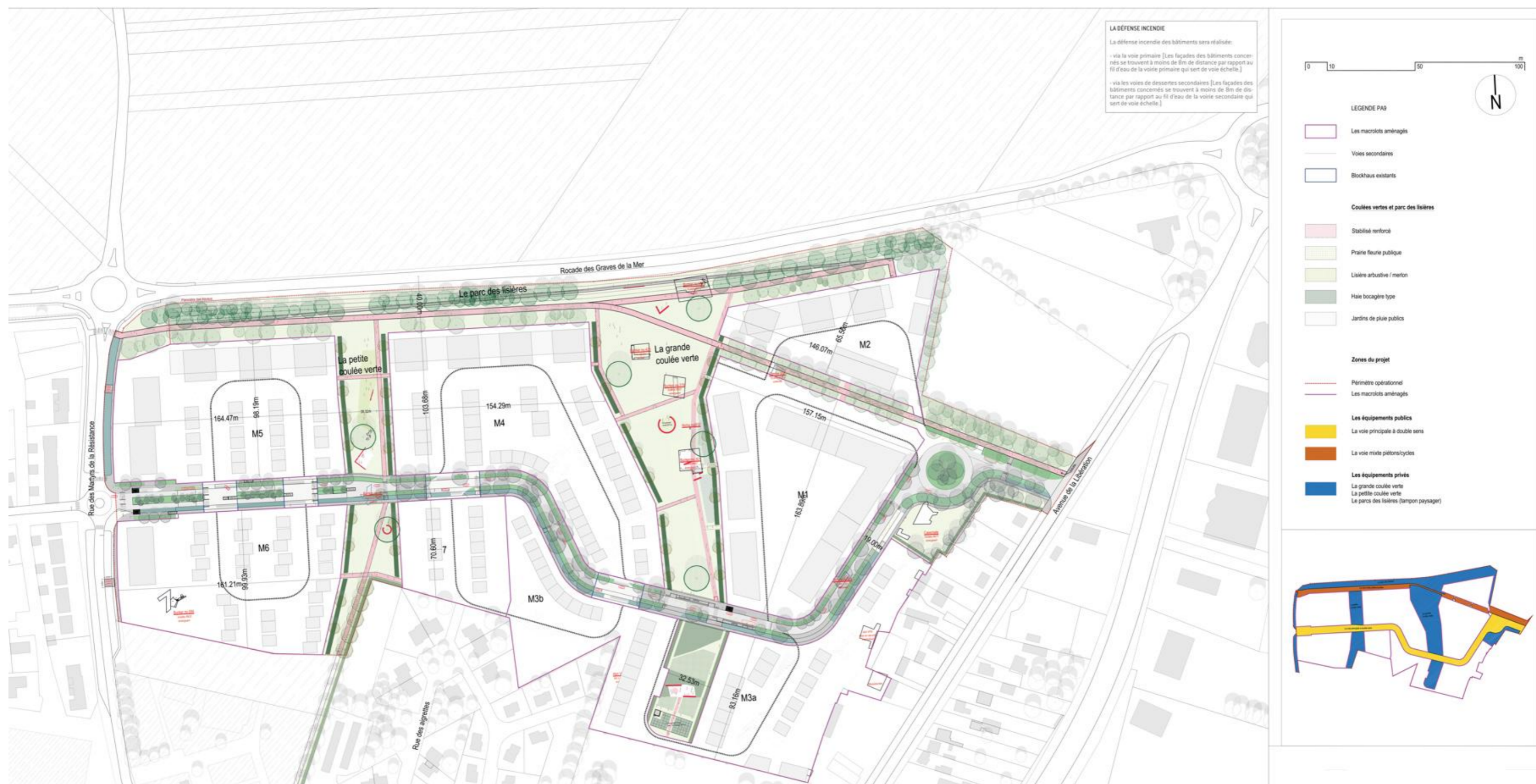
Le site de 17,52ha présente les particularités suivantes :

- Faible potentiel écologique : constitué de terrains agricoles, l'étude faune flore (Annexe n°01 : Etat Initial Faune Flore d'ECOTONE) a révélé une part très faible de biodiversité présente sur l'emprise du projet.
- Pollution pyrotechnique : le terrain a été largement bombardé lors du Débarquement (Annexe n° 02 : Diagnostic Pollution Pyrotechnique d'ENVISOL). Des vestiges de blockhaus sont présents sur le site.
- Zones de présomptions de prescriptions archéologiques : des fouilles pourraient avoir lieu en amont des travaux, des échanges sont en cours avec l'INRAP.

Réseaux et équipements

Aucun réseau n'est présent sur le site. Plusieurs attentes ont été créées notamment au niveau du giratoire de la rue des Martyrs de la Résistance. A la suite des travaux, une rétrocession des voiries et des réseaux est envisagée. L'ensemble des espaces rétrocédés devront respecter les différents cahiers des charges de la ville et de la CA Dieppe Maritime.

Figure 2 Plan du projet d'aménagement



1.2. Cadre règlementaire et méthodologique

1.2.1. Article L.300-1 du Code de l'Urbanisme et son application

L'article L.300-1 du Code de l'Urbanisme dispose que « toute action ou opération d'aménagement faisant l'objet d'une évaluation environnementale 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. »

En raison de ses caractéristiques et de la stratégie retenue par la 3F Normandie pour sa mise en œuvre, le projet de d'aménagement du quartier du Val d'Arquet Est nécessite la réalisation d'une évaluation environnementale qui s'inscrit par ailleurs dans le cadre de la procédure d'autorisation environnementale introduite par l'ordonnance 2017-80 du 26 janvier 2017 et ses décrets d'application.

Le présent projet porte sur la réalisation des aménagements publics nécessaires à la mise en œuvre du projet (viabilisation des terrains) et permettant ensuite d'atteindre les objectifs fixés par la Communauté d'agglomération du Cotentin en termes de développement urbain et économique ; lesquels nécessitent, dans un second temps, l'intervention d'opérateurs privés (promoteurs, entreprises, ...) qui suivront leurs propres procédures opérationnelles (permis de construire notamment).

Dans ces conditions, le projet porté par 3F Normandie entre donc dans le champ d'application de l'article L.300-1 du Code de l'urbanisme qui impose la réalisation d'une Étude de Faisabilité sur le Potentiel de Développement des Énergies Renouvelables et de Récupération (EFPDENR&R) pour toute opération d'aménagement soumise à évaluation environnementale.

1.2.2. Cadrage méthodologique

Tout d'abord, il convient de noter que si l'article L.300-1 du Code de l'urbanisme énonce un certain nombre de principes qui doivent être développés dans l'EFPDENR&R, il ne précise pas le contenu détaillé ni la portée de l'étude de faisabilité qui ne sont par ailleurs abordés dans aucun autre texte légal ou réglementaire.

Dans ces conditions, il a donc été jugé utile de s'appuyer sur une méthodologie adaptée¹ visant à répondre à la fois aux prescriptions réglementaires fixées par le Code de l'urbanisme et à la

stratégie opérationnelle définie pour la mise en œuvre du projet. À ce titre, deux remarques peuvent être formulées :

- L'article L.300-1 du Code de l'urbanisme n'indique pas qui doit être le maître d'ouvrage de l'EFPDENR&R ;
- L'article L.300-1 du Code de l'urbanisme n'impose pas que l'étude relative au développement des énergies renouvelables fasse partie intégrante du dossier d'étude d'impact.

1.2.3. Processus de développement du projet

La création du quartier du Val d'Arquet résulte d'un processus d'aménagement phasé et intégrant plusieurs intervenants :

PHASE 1 - Dans un premier temps, avec l'appui de l'équipe de maîtrise d'œuvre programmatique, 3F Normandie intervient en tant que concepteur du projet. Durant cette étape, le groupe se charge :

- De confirmer la vocation du projet ;
- De définir le programme des aménagements publics nécessaires à la mutation du secteur et garantir sa transformation de manière maîtrisée dans les années à venir ;
- De fixer les principaux objectifs du projet notamment par le biais de prescriptions environnementales, architecturales et paysagères qui intégreront ensuite les cahiers des charges d'aménagement des parcelles cessibles.

PHASE 2 - Dans un second temps, 3F Normandie assurera le dépôt des différentes demandes d'autorisation d'urbanisme, la réalisation des aménagements publics et la commercialisation des parcelles privées.

PHASE 3 - Dans un dernier temps, des opérateurs privés feront l'acquisition des terrains viabilisés en vue d'y développer leurs projets et réaliseront, à ce titre, les différents aménagements permettant de répondre à leurs propres besoins (y compris énergétiques) dans le respect des prescriptions qui auront préalablement été définies.

La présente mission s'inscrit au stade PHASE 1 du développement de projet.

¹ La méthodologie retenue dans notre approche repose les recommandations du guide « Études sur les énergies renouvelables dans les nouveaux aménagements - Conseils pour la mise en œuvre de l'article L.300 du Code de l'Urbanisme » produit par un groupe de travail composé de différents services déconcentrés de l'Etat et accessible sur internet suivant ce lien : <http://www.certu.fr/guide-energies-renouvelables-et-a238.html>

1.2.4. Méthodologie de l'FPDENR&R

Au regard de ce qui précède et conformément aux recommandations détaillées dans le guide méthodologique retenu en référence, la Communauté Urbaine a choisi de scinder l'FPDENR&R en 2 étapes clés dont l'expertise est adaptée au contexte opérationnel du projet de ZAC :

- **ETAPE 1** – Menée dans le cadre de la phase de diagnostic du projet, elle consiste en un état des lieux des gisements (incluant leur pérennité, qui peut avoir déjà été étudiée dans le cadre du PCAET, du SDE, ou d'autres réflexions menées sur le territoire concerné) et un premier tri des solutions qui, en fonction du contexte local et des objectifs, peuvent présenter un potentiel intéressant. Les conclusions de cette 1ère ETAPE peuvent conduire à orienter certaines caractéristiques de l'aménagement, notamment sur le plan spatial.
- **ETAPE 2** – Menée dans le cadre de la phase de définition des principes d'aménagement de programmations, elle repose sur l'analyse de la faisabilité technico-économique des différentes solutions envisageables (parmi la présélection établie à l'issue de l'ETAPE 1) en vue de répondre aux besoins énergétiques propres aux constructions et activités développées au sein du projet. En cohérence avec les éventuels objectifs fixés par la CAC et les prescriptions réglementaires imposées à certaines constructions (normes environnementales et thermiques, Code de la construction et de l'habitat), la réalisation de cette ETAPE 2 doit permettre d'aboutir sur l'identification du (ou des) meilleur(s) scénario(s) possible(s) pour mobiliser les ENR et obtenir le meilleur bilan énergétique tout en considérant leur faisabilité technico-économique.



Cerema Ouest

Étude du développement des énergies renouvelables dans les nouveaux aménagements

Conseils pour la mise en oeuvre de l'article L300-1 du Code de l'Urbanisme

Juin 2017



Crédit photos : Cerema et DRIF

Partenaire(s) de l'étude :

Ademe, Amorce, BG Ingénieurs Conseils, Communauté d'agglomération du Pays d'Aix, Grenoble Alpes Métropole, HESPUL, LesEnR, Lille Métropole, Oryon Aménagement, Polenn, FLAME, GrDF, DHUP, DREAL Rhône-Alpes, Cerema DterMed, Cerema DtechTV

2. ETAPE 1 – Présentation de l'étude d'opportunités

2.1. Cadrage préalable

2.1.1. Définition des énergies renouvelables et de récupération (ENR & R)

Une énergie renouvelable est une énergie produite à partir de sources non fossiles renouvelables (Directive européenne 2009/28/CE du 23 avril 2009), qui sont des ressources naturelles dont la vitesse d'exploitation permet la régénération du stock initial. La régénération s'apprécie à l'échelle de temps de la vie humaine. Relèvent ainsi de la catégorie des énergies renouvelables : les énergies éolienne, solaire, géothermique, aérothermique, hydrothermique, marine et hydraulique, ainsi que l'énergie issue de la biomasse, du gaz de décharge, du gaz de stations d'épuration d'eaux usées et du biogaz (article L211-2 du Code de l'énergie).

Sont considérées comme énergies de récupération, l'exploitation énergétique de la fraction non biodégradable des déchets ménagers ou assimilés, des déchets des collectivités, des déchets industriels, des résidus de papeterie et de raffinerie, les gaz de récupération (mines, cokerie, haut-fourneau, aciérie et gaz fatals) et la récupération de chaleur sur eaux usées ou de chaleur fatale à l'exclusion de la chaleur produite par une installation de cogénération pour la part issue d'énergie fossile(article R712-1 du Code de l'Énergie)

2.1.2. Objectifs européens et français en matière de développement des ENR

Objectifs européens

La première directive sur les énergies renouvelables (RED I), adoptée le 23 avril 2009, prévoyait que 20 % de la consommation finale brute d'énergie de l'Union et 10 % de la consommation d'énergie du secteur des transports de chaque pays de l'Union provienne de sources d'énergie renouvelables à l'horizon 2020.

En 2018, dans le cadre du paquet « Une énergie propre pour tous les Européens », une première révision de la directive sur les énergies renouvelables (RED II) a fixé un nouvel objectif contraignant pour l'Union en ce qui concerne la part des énergies renouvelables, soit au moins 32 % de la consommation finale brute d'énergie d'ici à 2030, et un objectif renforcé de 14 % des carburants utilisés dans les transports d'ici à 2030.

La seconde révision de la directive sur les énergies renouvelables, en 2023, découlait de trois évolutions majeures :

- En juillet 2021, dans le cadre du paquet « Ajustement à l'objectif 55 », la première évolution visait à aligner les objectifs de l'Union en matière d'énergies renouvelables sur

ses nouvelles ambitions climatiques (réduction des émissions de GES de 55% en 2030 par rapport à 1990) ;

- En mars et en mai 2022, dans le cadre de son paquet REPowerEU adopté à la suite de l'agression russe contre l'Ukraine, la deuxième modification visait à accélérer la transition vers une énergie propre conformément à la décision d'éliminer progressivement la dépendance à l'égard des combustibles fossiles provenant de Russie. Les solutions pour y parvenir étaient l'installation de pompes à chaleur, l'augmentation de la capacité solaire photovoltaïque et l'importation d'hydrogène renouvelable et de biométhane ;
- La troisième évolution, en novembre 2022, visait à accélérer le déploiement des énergies renouvelables en partant du principe que certaines installations utilisant des sources d'énergie renouvelables présentent un intérêt public supérieur. Cela permet d'accélérer les procédures d'octroi de permis pour les projets dans le domaine des énergies renouvelables et de les faire bénéficier de dérogations spécifiques à la législation environnementale de l'Union.

La nouvelle directive sur les énergies renouvelables (RED III), entrée en vigueur en novembre 2023, porte ainsi à 42,5 % l'objectif en matière de sources d'énergie renouvelables d'ici à 2030. Elle accélère les procédures d'octroi de permis pour les nouvelles centrales électriques utilisant des sources d'énergie renouvelable, telles que les panneaux solaires ou les éoliennes. Elle fixe notamment un délai maximal d'approbation des nouvelles installations à douze mois dans les zones considérées comme prioritaires pour le déploiement des énergies renouvelables, et à 24 mois ailleurs.

Objectifs français

La loi Grenelle du 3 août 2009 (loi n°2009-967) retranscrit les objectifs fixés par la directive européenne RED I en portant à 23 % la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale à l'horizon 2020.

Plus récemment, l'engagement de la France vers une véritable transition énergétique s'est traduit dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 (loi n° 2015-992) et dans la loi Énergie-Climat (loi n°2019-1147) qui fixent les objectifs suivants :

- Réduire de 40% la consommation d'énergie fossile d'ici 2030 (par rapport à 2012) ;
- Augmenter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 33 % de cette consommation en 2030, et atteindre 40 % de la production d'électricité d'origine renouvelable en 2030 ;
- Atteindre 38 % de la consommation finale de chaleur d'origine renouvelable et 10 % de la consommation de gaz d'origine renouvelable en 2030 ;
- Multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.
- Atteindre entre 20 et 40% d'hydrogène bas-carbone et renouvelable dans la consommation d'hydrogène industriel à horizon 2030.

Cette loi institue également la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE), document stratégique de pilotage de la transition énergétique en France. Cette stratégie se substitue et fusionne les programmations pluriannuelles des investissements concernant l'électricité, la chaleur et le gaz. La PPE fixe une trajectoire sur 5 ans, déclinée par filières de production. Elle couvre deux périodes successives de 5 ans et est révisée périodiquement (tous les 5 ans environ) pour s'adapter aux évolutions technologiques, économiques et juridiques (nationales comme internationales). La première PPE a été adoptée en 2016 (PPE 1 2016-2023) puis révisée en 2018 pour aboutir à la PPE 2 (PPE 2019-2028).

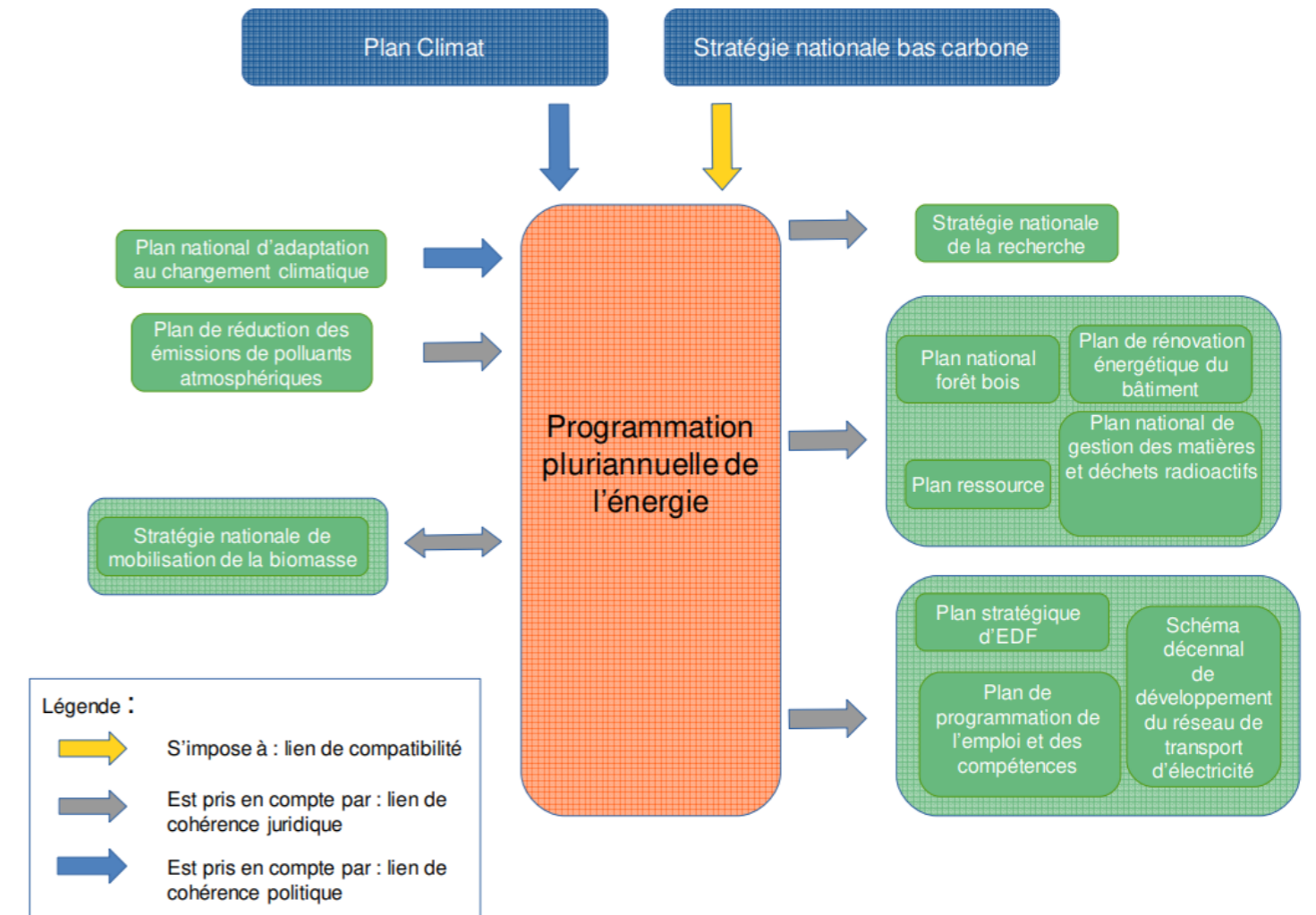
Les orientations de la PPE portent à la fois sur la sobriété (réduction de la consommation d'énergie) et sur la transition énergétique (substitution des énergies fossiles par des énergies renouvelables) :

- Sobriété → La PPE 2019-2028 posait comme objectif d'atteindre 1525 TWh de consommation finale d'énergie en 2023 et 1378 TWh en 2028. D'après le Bilan énergétique de la France en 2023, la consommation finale d'énergie s'est établie à 1549 TWh.
- Transition → La PPE 2019-2028 posait comme objectif d'atteindre 24% d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie en 2023 et entre 32 et 35% en 2028. D'après le Bilan énergétique de la France en 2023, la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale s'est établie à 22 %.

On constate donc un léger retard de la trajectoire réelle par rapport aux objectifs projetés par la PPE et les lois TECV/Énergie-Climat. Un projet de révision/renouvellement (PPE 3 2025-2035) a été publié en novembre 2024 mais n'a pas encore été adopté.

La programmation pluriannuelle de l'énergie s'articule avec divers plans, programmes et stratégies de niveau national qui l'irriguent ou traduisent ses orientations et priorités d'action de manière opérationnelle. Le schéma suivant illustre cette articulation.

Figure 3 Articulation de la PPE avec les autres documents de planification



Les objectifs de transition énergétique étant principalement motivés par la nécessaire réduction des émissions de GES dans le cadre de la lutte contre le changement climatique, il est important de souligner également les objectifs français en la matière. C'est donc la Stratégie Nationale Bas-Carbone qui traduit les orientations nationales en matière de lutte contre le changement climatique définies dans la loi pour la transition écologique et la croissance verte (2015) et dans la loi Climat & Résilience (2021). Cette SNBC porte deux ambitions principales :

- Atteindre la neutralité carbone en 2050
- Réduire l'empreinte carbone des Français

Il s'agit d'une stratégie pluriannuelle définissant des budgets carbone (ou plafonds d'émissions, les différents GES étant pris en compte) répartis par secteurs d'activités. Les budgets sont établis pour une période de 5 ans et sont réduits à chaque itération. Les secteurs visés sont les transports, l'agriculture, l'industrie, le bâtiment, la production d'énergie et les déchets (émissions de GES) mais aussi le secteur des terres (utilisation et changement d'affectation des terres, foresterie, etc.) dont le rôle de stockage permet de

contrebalancer une partie des émissions des autres secteurs et à terme, leurs émissions résiduelles.

Figure 4 Budgets carbone de la SNBC

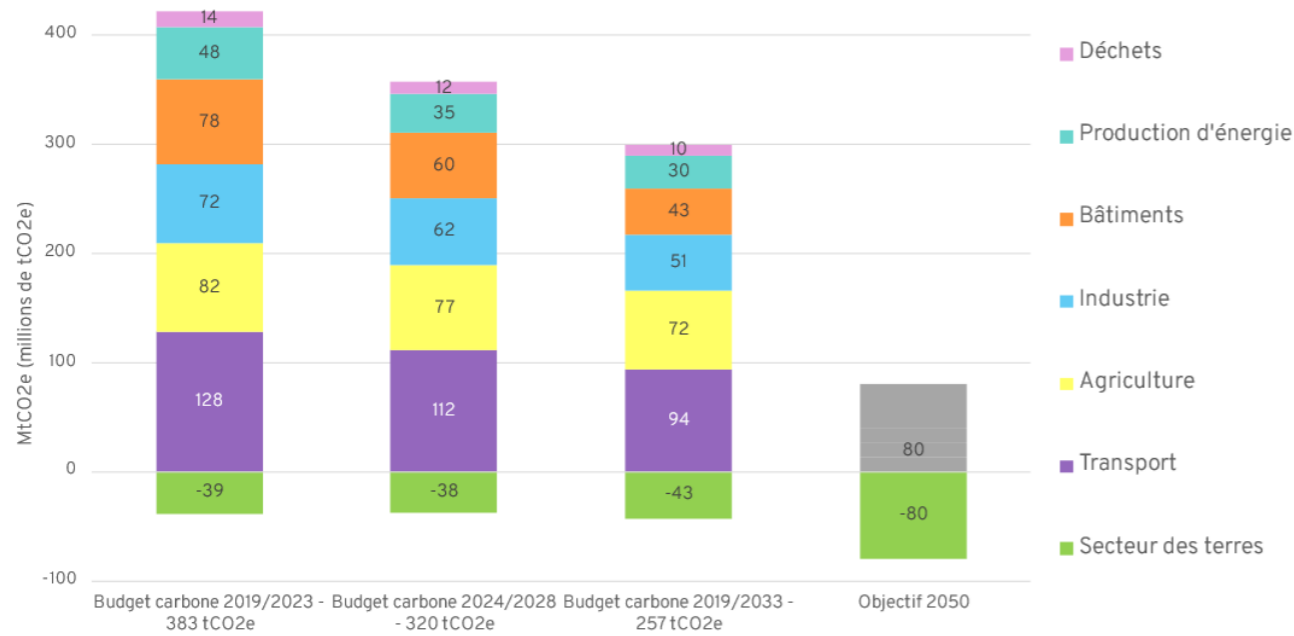
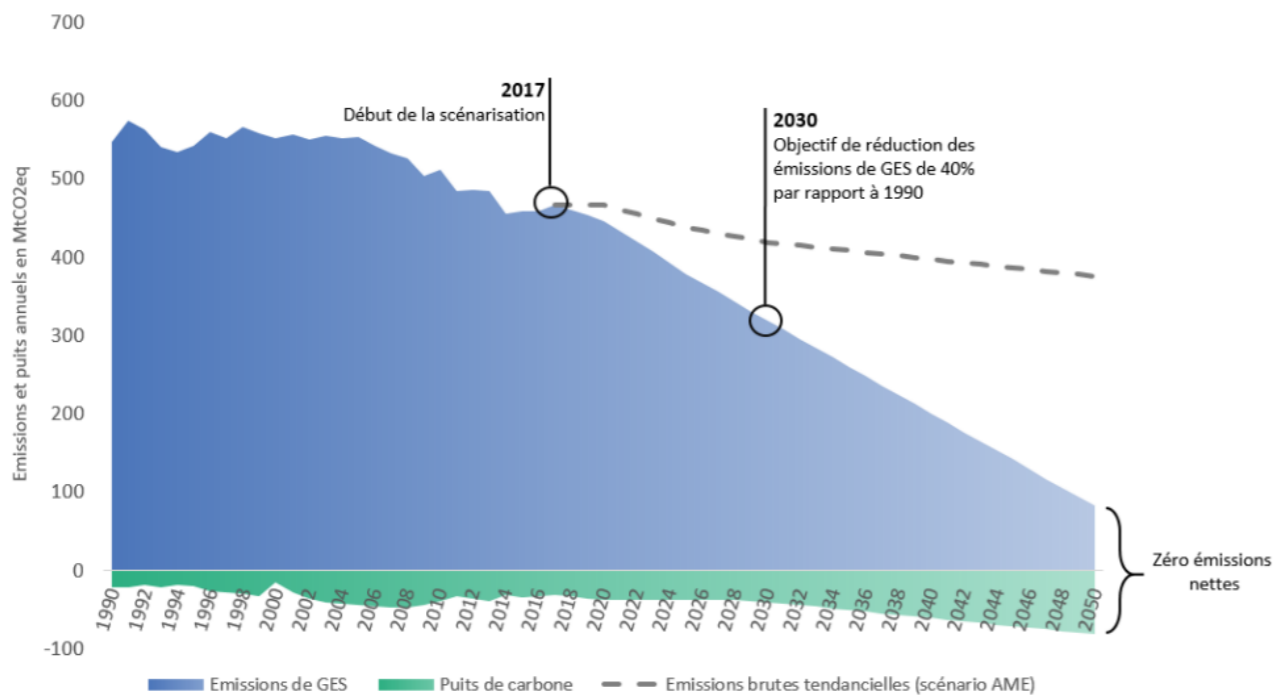


Figure 5 Trajectoire des émissions de GES et des puits de carbone à horizon 2050 en France



Le 6 juillet 2017, le gouvernement français a lancé le Plan Climat qui fixe les conditions opérationnelles nécessaires pour d'atteindre les objectifs de l'Accord de Paris (adopté lors de la COP21 le 12 décembre 2015). Concrètement, les orientations fixées dans le domaine énergétique correspondent aux axes suivants :

AXE 3. Faire de la rénovation thermique une priorité nationale et éradiquer la précarité énergétique en 10 ans

Dans le domaine du logement, le gouvernement proposera un accompagnement à tous les Français à revenus modestes, pour que locataires et propriétaires en situation de précarité énergétique (c'est-à-dire ayant des difficultés à se chauffer ou à payer leur facture d'énergie) puissent se voir proposer une solution. Le gouvernement se fixe comme objectif de faire disparaître en 10 ans les passoires thermiques, c'est-à-dire les logements qui, mal isolés, conduisent à la précarité énergétique.

AXE 6. Permettre à tous de consommer de manière responsable et solidaire

La consommation responsable, c'est permettre aux Français de produire et consommer leur propre électricité. C'est ce qu'on appelle l'auto-consommation. L'État soutiendra les quartiers ou les zones rurales qui souhaitent produire et consommer leurs propres énergies renouvelables, comme le biogaz, ou l'énergie solaire.

AXE 8. Décarboner la production d'énergie et assurer une transition maîtrisée

Le charbon est aujourd'hui la principale source d'émissions de CO₂ sur la planète. La France proposera des solutions d'accompagnement aux territoires concernés par la fin de la production d'électricité issue des centrales à charbon. La France deviendra ainsi l'un des premiers pays industrialisés sans charbon.

AXE 9. Laisser les hydrocarbures dans le sous-sol

La France a décidé d'interdire tout nouveau projet d'exploration d'hydrocarbures. Cette décision concerne aussi les énergies fossiles dites non conventionnelles, comme les gaz et pétrole de schiste. Un projet de loi sera présenté dans ce sens au Parlement à l'automne.

AXE 14. Accélérer le déploiement des énergies renouvelables

La France soutiendra aussi le développement des énergies renouvelables, en prévoyant des appels d'offre permettant d'atteindre l'objectif de 32% d'énergies renouvelables en 2030, en encourageant l'éolien terrestre et marin, mais aussi l'énergie solaire et l'utilisation de la biomasse pour produire de la chaleur. Il faudra donc accélérer car la France est en retard sur les objectifs de la Loi de transition énergétique.

2.2. Enjeux énergétiques du projet

Le projet s'inscrit en lien avec la construction d'un nouvel EPR (Réacteur pressurisé européen), l'EPR 2 à Penly, situé à environ 13km, dont le chantier a démarré début 2024 pour une durée de plus de 10 ans. Ce chantier va générer des besoins importants en logements, et ce rapidement, dans un contexte immobilier déjà tendu. 1 000 ouvriers sont attendus dès cette année, 2 000 en 2025, 3 000 en 2026 et jusqu'à 12 000 d'ici 10 ans.

A ce titre, et dans un contexte de tension immobilière locale, il a été retenu dans l'appel à projet de l'Etat qui a sélectionné 22 territoires « engagés pour le logement », dont l'objectif est d'offrir des outils pour accélérer les projets.

Le projet d'aménagement doit donc répondre à ces besoins tout en développant un nouvel écoquartier exemplaire, qui constitue une transition entre la ville, les quartiers environnants et le grand paysage constitué des terrains agricoles limitrophes.

Compte tenu de la temporalité du projet, les constructions projetées seront soumises à la RE2020.

2.3. Identification des documents susceptibles d'orienter la stratégie énergétique du projet

D'une manière générale, les différents documents susceptibles d'orienter la stratégie énergétique du projet peuvent être :

- Des textes réglementaires ou des normes spécifiques applicables au projet ;
- Des documents stratégiques sur les questions associées aux modifications climatiques et aux énergies ;
- Des documents de planification territoriale.

2.3.1. Textes réglementaires et normes spécifiques associées aux ENR

À noter qu'à l'exception de la présente étude (en application du Code de l'urbanisme), compte tenu de la nature du projet, les textes réglementaires et normes spécifiques associés au développement des énergies renouvelables concernent principalement la création de bâtiments :

Performance énergétique et environnementale et caractéristiques énergétiques et environnementales :

L'article R.122-2 du Code de la construction et de l'habitation impose la réalisation d'une étude de faisabilité des approvisionnements en énergie à toute construction de bâtiment nouveau à l'exception :

- Des bâtiments dont la surface de plancher est inférieure à 50 m² ;

- Des maisons individuelles ou accolées, compte tenu de l'obligation de recours aux énergies renouvelables au titre de l'application de la RT 2012 (article 16 de l'arrêté du 26 octobre 2010) ;
- Des extensions de bâtiments existants de moins de 150 m².

La norme thermique fixée dans la réglementation environnementale RE2020 :

La RE2020 a été initiée en janvier 2020 et entrée en vigueur à l'été 2021 pour une application à partir de janvier 2022. Elle concerne les bâtiments dont les permis de construire sont déposés postérieurement à cette date. La première échéance d'entrée en vigueur concerne les logements ainsi que les bureaux et l'enseignement. Les bâtiments tertiaires plus spécifiques feront l'objet d'un volet ultérieur de la réglementation.

A terme, cette réglementation va concerner tous les professionnels de la construction et imposera des exigences supplémentaires pour chaque construction neuve de bâtiment. L'objectif recherché au travers de cette RE2020 est d'optimiser la consommation énergétique et prendre en compte l'empreinte carbone du bâtiment tout au long de son cycle de vie, depuis la fabrication des matériaux, la construction, l'utilisation du bâtiment, sa déconstruction jusqu'au recyclage des matériaux.

La RE2020 reposera donc entre autres sur des bâtiments possédant une isolation thermique, des apports en luminosité et des systèmes thermiques performants voire passifs pour une consommation d'énergie minimale. Ces bâtiments devront aussi produire de l'énergie pour couvrir leurs propres besoins, grâce aux énergies renouvelables et à la mise en place de dispositifs tels que les panneaux photovoltaïques. Le confort global des occupants sera aussi pris en compte dans les critères de la RE2020 (qualité de l'air intérieur, confort thermique, lumière naturelle...).

Compte tenu du fait qu'il s'agit d'un projet résidentiel, les constructions du projet Val d'Arquet Est sont soumises à la RE2020.

La méthode RE2020 est basée sur l'évaluation de 6 indicateurs associés à des exigences de seuils minimaux dépendant de la typologie constructive.

Figure 6 Indicateurs de la RE2020

Energie	Bbio [points]	Besoins bioclimatiques	Évaluation des besoins de chaud, de froid (que le bâtiment soit climatisé ou pas) et d'éclairage.	
	Cep [kWhep/(m ² .an)]	Consommations d'énergie primaire totale	Évaluation des consommations d'énergie renouvelable et non renouvelable des 5 usages RT 2012 : chauffage, refroidissement, eau chaude sanitaire, éclairage, ventilation et auxiliaires +	ÉVOLUTION
	Cep,nr [kWhep/(m ² .an)]	Consommations d'énergie primaire non renouvelable	1. éclairage et/ou de ventilation des parkings 2. éclairage des circulations en collectif 3. électricité ascenseurs et/ou escalators	NOUVEAU
Carbone	Ic_{énergie} [kg eq. CO ₂ /m ²]	Impact sur le changement climatique associé aux consommations d'énergie	Introduction de la méthode d'analyse du cycle de vie pour l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre des énergies consommées pendant le fonctionnement du bâtiment, soit 50 ans.	NOUVEAU
	Ic_{construction} [kg eq. CO ₂ /m ²]	Impact sur le changement climatique associé aux « composants » + « chantier »	Généralisation de la méthode d'analyse du cycle de vie pour l'évaluation des émissions de gaz à effet de serre des produits de construction et équipements et leur mise en œuvre : l'impact des contributions « Composants » et « Chantier ».	NOUVEAU
Confort d'été	DH [°C.h]	Degré-heure d'inconfort : niveau d'inconfort perçu par les occupants sur l'ensemble de la saison chaude	Évaluation des écarts entre température du bâtiment et température de confort (température adaptée en fonction des températures des jours précédents, elle varie entre 26 et 28°C).	NOUVEAU

Les évolutions apportées par la RE2020 à la RT2012 quant à ces indicateurs sont recensées dans le tableau suivant :

Figure 7 Évolutions des indicateurs entre la RT2012 et la RE2020

Principales évolutions	RT2012	RE2020
Périmètre d'évaluation des consommations énergétiques des usages immobiliers	5 usages RT : chauffage, refroidissement, eau chaude sanitaire, éclairage, ventilation et auxiliaires	5 usages RT 2012 : chauffage, refroidissement, eau chaude sanitaire, éclairage, ventilation et auxiliaires, auxquels s'ajoute : <ul style="list-style-type: none"> la consommation d'électricité nécessaire au déplacement des occupants à l'intérieur du bâtiment, s'il y en a : ascenseurs et/ou escalators ; la consommation d'électricité pour les parkings des systèmes suivants : systèmes d'éclairage et/ou de ventilation, s'il y en a ; la consommation d'électricité des circulations en logement collectif pour l'éclairage.
Indicateur des besoins énergétiques : Bbio en points	Besoins énergétiques du bâtiment pour en assurer le chauffage, le refroidissement et l'éclairage	Bbio RT 2012 modifié par : <ul style="list-style-type: none"> Prise en compte systématique des besoins de froid (qu'un système de climatisation soit installé ou pas les besoins de froid seront calculés).

Principales évolutions	RT2012	RE2020
Indicateur des consommations conventionnelles d'énergie : Cep en kWh/(m².an)	Chauffage, refroidissement, eau chaude sanitaire, éclairage, ventilation et auxiliaires Déduction faite de toute production d'électricité à demeure	<ul style="list-style-type: none"> Prise en compte d'usages immobiliers supplémentaires (cf. périmètre d'évaluation). L'indicateur ne comptabilise pas, en tant que consommations d'énergie, les énergies renouvelables captées sur la parcelle du bâtiment et autoconsommées. Pénalisation forfaitaire des consommations en cas d'inconfort d'été potentiel.
<ul style="list-style-type: none"> Pour le calcul de Cep : Coefficient de conversion en énergie primaire 	<ul style="list-style-type: none"> Électricité = 2,58 Autres énergies importées par le bâtiment = 1 Énergie renouvelable captée sur le bâtiment = 0 	<ul style="list-style-type: none"> Électricité = 2,3 Bois = 1 Réseau urbain de chauffage ou de froid = 1 Autres énergies non renouvelables = 1 Énergie renouvelable captée sur le bâtiment ou la parcelle = 0
Indicateur des consommations conventionnelles d'énergie : Cep,nr en kWh/(m².an)	N'existe pas	Nouvel indicateur, proche de l'indicateur Cep, introduit pour la RE 2020 : il prend en compte uniquement des consommations en énergie primaire non renouvelable du bâtiment. Les économies d'énergie doivent porter en priorité sur les énergies non renouvelables.
<ul style="list-style-type: none"> Pour le calcul de Cep,nr : Coefficient de conversion en énergie primaire 		<ul style="list-style-type: none"> Électricité = 2,3 Énergies renouvelables = 0 Réseau urbain de chauffage : 1 – Taux EnR&R Réseau urbain de froid : 1 Autres énergies non renouvelables = 1
Indicateur de confort d'été : DH en °C.h	Ticref : température intérieure maximale atteinte au cours d'une séquence de 5 jours très chauds d'été	Degré-heure d'inconfort noté DH en °C.h : niveau d'inconfort perçu par les occupants sur l'ensemble de la saison chaude. Il s'agit de la somme de l'écart entre la température de l'habitation et la température de confort (température adaptée en fonction des températures des jours précédents).
Sref : surface de référence	<ul style="list-style-type: none"> SRT pour le résidentiel Surface utile (SU) pondérée d'un coefficient pour le tertiaire 	<ul style="list-style-type: none"> Surface habitable (SHAB) pour le résidentiel Surface utile (SU) pour le tertiaire
Perméabilité à l'air : Q4Pa_surf en m³/(h.m²)	<ul style="list-style-type: none"> 0,6 pour la MI 1 pour les logements collectifs 	<ul style="list-style-type: none"> 0,6 pour la MI 1 pour les logements collectifs <p>Majorations de la mesure introduite :</p> <ul style="list-style-type: none"> multipliée par 1,2 si réalisée par échantillonnage augmentée de 0,3 m³/(h.m²) si des travaux pouvant impacter la perméabilité à l'air restent à réaliser.

Principales évolutions	RT2012	RE2020
Scénarios météorologiques		Les scénarios météorologiques sont mis à jour par : <ul style="list-style-type: none"> • l'actualisation des années de référence : années-type dont la constitution a été effectuée sur la base de fichiers Météo-France sur la période de janvier 2000 à décembre 2018 ; • la modification de deux stations météo : La Rochelle remplacée par Tours et Nice par Marignane.
Scénario d'occupation		Les scénarios d'occupation ont été ajustés pour rendre compte de manière plus réaliste du comportement des usagers. Néanmoins, il s'agit toujours de scénarios conventionnels et de profils moyens, de sorte que les résultats ne peuvent être utilisés comme outil de prédiction des consommations.

Les constructions de bâtiments résidentiels qui seront réalisées suite à l'aménagement du quartier seront soumises à la RE2020 et ses différents seuils applicables à compter de 2025.

2.3.2. Documents stratégiques sur les questions associés aux évolutions climatiques et aux énergies

Documents stratégiques à l'échelle régionale

Le Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Équité des Territoires (SRADDET) substitue désormais un certain nombre de schémas préexistants dont le Schéma Régional du Climat, de l'Air et de l'Energie (SRCAE). Il vise à traiter à la fois les sujets sociaux, économiques et environnementaux de la région. Il porte une vision transversale des enjeux et objectifs que la région souhaite porter et fait le lien entre onze thématiques dont la maîtrise et la valorisation de l'énergie.

Le SRADDET de Normandie, approuvé par le préfet de région Normandie en juillet 2020, contient 74 objectifs et organise la stratégie régionale normande à l'horizon 2030 et 2050.

Deux objectifs inscrits au SRADDET concernent la maîtrise de l'énergie :

- L'objectif 51 : « Économiser l'énergie grâce à la sobriété et l'efficacité énergétique » vise notamment à réduire les consommations énergétiques de 20% en 2030 et de 50% en 2050 par rapport à 2012 ;
- L'objectif 52 : « Augmenter la part des énergies renouvelables dans les consommations énergétiques de la Normandie » incite au développement des énergies renouvelables à travers des sous-objectifs clairs, notamment l'atteinte de 32% de la part des énergies renouvelables dans la consommation à l'horizon 2030. L'objectif 52 propose également des objectifs souhaitables à atteindre en 2021, 2026 et 2030 en matière de production des différentes sources d'énergies renouvelables. Ces objectifs souhaitables sont repris dans le tableau inséré en page suivante.

Figure 8 Objectifs de production d'ENR (SRADDET Normandie)

	2015	2020	2021	2026	2030
TRANSCRIPTION DES OBJECTIFS NATIONAUX GLOBAUX					
% d'ENR dans consommation finale (objectif PPE)		23%			32%
Projection de la consommation finale (en GWh - base 2012)		93 345	92 207	86 515	81 962
Projection de la production d'ENR nécessaire à l'atteinte de l'objectif (GWh)		21 469	22 037	24 570	26 228
DETAILS DES OBJECTIFS PAR TYPE D'ENERGIE RENEUVELABLE (en GWh)					
Bois énergie particuliers	3 936		3962	3983	4 000
Bois énergie agriculture	0				
Bois énergie cogénération	889				
Bois énergie industrie	376		3019	4397	5 500
Bois énergie collectif réseau de chaleur	525				
Bois énergie collectif	88				
Solaire Thermique	24		55	80	100,00
Biogaz chaleur	163		293	401	487,0
Chaleur fatale+ déchets	763		858	937	1 000,0
Pompes à chaleur géothermiques	12		17	21	24
Biogaz injection	0				1 700,0
Eolien	1 260		2156	2903	3 500,00
Méthanisation	139		307	448	560,00
Hydraulique	120		122	124	126,00
Photovoltaïque	121		313	472	600,00
Cogénération Bois	306		464	595	700
Cogénération Chaleur fatale+ déchets	262		317	363	400
Eolien marin	0		1560	5 000	8 300
Hydrolien	0		0	1027	1400
	8 984		13 441	20 750	28 397

Documents stratégiques à l'échelle territoriale

Le Plan Climat-Air-Energie Territorial (PCAET) est un document obligatoire pour les EPCI de plus de 20 000 habitants. Stratégique et opérationnel, il décline et met en œuvre à l'échelle de son territoire les objectifs internationaux, européens et nationaux en matière de qualité de l'air, d'énergie et de climat. Ce document constitue un véritable outil d'animation et de coordination de la transition énergétique d'un territoire. C'est aussi un outil de planification qui a pour but d'atténuer le changement climatique et de s'y adapter, de maîtriser la consommation d'énergie, de développer les énergies renouvelables et d'améliorer la qualité de l'air.

Adopté en décembre 2023, le PCAET de la Communauté d'agglomération du Cotentin porte des objectifs en termes de réduction des émissions de GES, de maîtrise de la consommation d'énergie et de développement des énergies renouvelables :

- Réduction des émissions de GES → Réduction de 17% des émissions de GES en 2030 = et 34% en 2050 par rapport à 2014 (1 342 ktCO₂e) ;
- Maîtrise de la consommation énergétique → Réduction des consommations énergétique de 14% en 2030 et 30% en 2050 par rapport à 2014 (3 568 GWh) ;
- Développement des énergies renouvelables → Multiplication par 3 de la production d'ENR d'ici 2030 et par 7 d'ici 2050 par rapport à 2014 (361 GWh)

En associant les objectifs de maîtrise de la consommation et de développement des ENR, on obtient un objectif informel d'équivalence brute entre la consommation énergétique (2 512 GWh) et la production d'ENR (2 523 GWh) à horizon 2050.

La Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (Loi TECV) impose à tous les Établissements Publics de Coopération Intercommunale (EPCI) à fiscalité propre, de plus de 20 000 habitants, d'élaborer un Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET) au plus tard le 31 décembre 2018.

Le PCAET intercommunautaire de Dieppe Pays Normand regroupe 121 communes et 112 027 habitants en 2016. Il concerne notamment la Communauté d'Agglomération Dieppe-Maritime.

Le PCAET s'articule autour de cinq axes forts :

- La réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) ;
- L'adaptation au changement climatique ;
- La sobriété énergétique ;
- La qualité de l'air ;
- Le développement des énergies renouvelables.

Les enjeux inscrits au PCAET et à retenir sont les suivants :

- Produire une énergie locale notamment en valorisant la biomasse et les déchets d'origine agricole, en cultivant des cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE). Ces CIVE peuvent être brûlés pour produire de la chaleur ou méthanisés pour produire du biogaz pouvant être injecté dans le réseau ou transformé en électricité ou chaleur.

- Concernant le bois énergie, le territoire consomme déjà bien plus de bois qu'il ne peut en produire. L'enjeu est alors de maintenir une gestion durable des forêts.

Les acteurs du secteur agricole peuvent développer les énergies renouvelables par l'installation de panneaux photovoltaïques sur des bâtiments à grandes toitures.

2.3.3. Documents de planification territoriale

À l'échelle administrative locale, le projet du Val d'Arquet Est est concerné par :

- Le Schéma de Cohérence Territoriale (SCOT) de Dieppe Pays Normand ;
- Le Plan Local de l'Urbanisme (PLU) de la ville de Martin-Église.

À la différence de l'analyse effectuée dans l'étude d'impact de l'opération d'aménagement en vue de vérifier la compatibilité du projet avec les orientations fixées dans ces documents de planification, la présente partie vise principalement à analyser les dispositions spécifiques aux questions énergétiques.

Le Schéma de Cohérence Territoriale

Le SCOT de Dieppe Pays Normand prévoit la mise en œuvre d'une « transition énergétique ambitieuse ».

Les objectifs du Document d'Orientation et d'Objectifs (DOO) du présent SCOT s'organisent en 3 parties elles-mêmes découpées en orientations. L'orientation 3.4. « S'appuyer sur nos savoir-faire pour soutenir une mise en œuvre ambitieuse de la transition énergétique » regroupe un certain nombre d'objectifs relatifs à l'énergie.

Les objectifs relatifs à l'énergie et pouvant concerner le présent projet sont les suivants :

- 3.4.1 : Réduire la consommation énergétique et les émissions de gaz à effet de serre ;
- 3.4.2 : Développer les énergies renouvelables ;
- 3.4.3 : Faciliter les mutations technologiques.

Le Plan Local d'Urbanisme

Le PLU de la commune de Dieppe, dont la dernière modification a été approuvée le 25/03/2023, ne contient pas de disposition particulière en matière d'énergies renouvelables applicables au présent projet.

Les dispositions concernant l'énergie visent exclusivement les bâtiments d'activités (basse consommation, énergie passive, recours aux énergies renouvelables).

2.4. Diagnostic territorial

En matière d'approvisionnement énergétique, le panel de solutions est large et chaque solution dispose de ses atouts et de ses limites. Le diagnostic territorial vise à balayer l'ensemble des filières énergétiques potentiellement mobilisables à l'échelle de l'opération d'aménagement en tenant compte de son environnement propre.

2.4.1. Types d'énergies, systèmes et échelles

Le tableau ci-contre présente, pour chaque source d'énergie renouvelable ou de récupération, les principaux systèmes permettant de mobiliser cette ressource (liste non exhaustive), l'usage après conversion (chaleur, électricité, froid) ainsi que l'échelle la plus courante pour la mise en place des systèmes considérés.

La lecture de ce tableau est facilitée par un code couleur permettant de visualiser rapidement la probabilité d'existence de marges de manœuvre quant à l'utilisation de chaque ressource à l'échelle de l'opération d'aménagement et en tenant compte de sa situation géographique générale :

- Vert : utilisation adaptée au regard de l'échelle du projet ou de sa situation géographique générale ;
- Rouge : utilisation inadaptée au regard de l'échelle du projet ou de sa situation géographique générale.

Il permet de faire un premier tri des différentes filières énergétiques en excluant celles qui ne sont pas adaptées à l'échelle de l'opération d'aménagement ou à sa situation géographique générale.

À ce titre, au regard de cette analyse préalable, il apparaît que :

- Pour des raisons d'échelle ou de localisation géographique du projet, certaines filières ne sont pas adaptées à l'opération d'aménagement. À titre d'exemple, c'est le cas de :
 - L'énergie hydraulique (absence de cours d'eau à proximité et échelle inadaptée) ;
 - L'énergie marine mécanique (solution géographiquement inadaptée) ;
 - Le grand éolien (solution inadaptée à l'échelle de l'opération).
- A l'inverse, certains gisements sont particulièrement adaptés à l'échelle du projet d'aménagement. L'analyse qui est menée dans la partie suivante porte sur ces filières en vue de déterminer leur potentiel de mobilisation en tenant compte de l'environnement du projet.

Éolien	Électricité	Grand éolien	Solution inadaptée au projet en termes d'échelle, de situation géographique et de capacité de production
		Petit éolien	Quartier / Zone d'activité Bâtiment / Infrastructure
	Mécanique	Petit éolien	Quartier / Zone d'activité Bâtiment / Infrastructure
Solaire thermique	Chaleur	Ensemble de panneaux solaires thermiques (rassemblés en un site ou diffus sur plusieurs bâtiments), avec réseau de chaleur	Quartier / Zone d'activité
		Panneaux solaires thermique indépendants	Bâtiment / Infrastructure
Solaire photovoltaïque	Électricité	Panneaux solaires photovoltaïques indépendants	Bâtiment / Infrastructure
Géothermie et procédés dérivés	Chaleur / Froid	Géothermie profonde (avec réseau de chaleur / froid)	Solution inadaptée au projet en termes d'échelle, de situation géographique et de capacité de production
		Géothermie basse énergie (avec réseau de chaleur basse température)	Quartier / Zone d'activité
		Géothermie très basse énergie avec pompe à chaleur	Bâtiment / Infrastructure
		Géothermie horizontale avec pompe à chaleur	Bâtiment / Infrastructure
		Récupération de la chaleur issue des eaux superficielles	Solution inadaptée au projet en termes d'échelle, de situation géographique et de capacité de production
		Récupération de la chaleur issue du réseau d'eau usée	Quartier / Zone d'activité
Aérothermie	Chaleur / Froid	Pompe à chaleur	Bâtiment / Infrastructure
		Puits canadien	Bâtiment / Infrastructure
Marines mécaniques	Électricité	Hydroliennes, usine marémotrice, usine houlomotrice	Solution inadaptée au projet en termes d'échelle, de situation géographique et de capacité de production
Hydraulique	Électricité	Turbines hydrauliques	Solution inadaptée au projet en termes d'échelle, de situation géographique et de capacité de production
Biomasse	Chaleur / Électricité	Chaudière biomasse collective (avec ou sans cogénération), avec réseau de chaleur	Quartier / Zone d'activité
		Chaudière biomasse individuelle ou d'immeuble (avec ou sans cogénération)	Bâtiment / Infrastructure
Chaleur fatale des industries/bâtiments	Chaleur / Électricité	Turbine électrique et/ou chaleur distribuée par un réseau	Solution inadaptée au projet en termes d'échelle, de situation géographique et de capacité de production
Réseau de chaleur	Chaleur	Développement d'un réseau de chaleur à partir de l'exploitation de l'une des filières énergétiques identifiées ci-avant	Quartier / Zone d'activité

Figure 9 Types d'énergie, systèmes et échelles

ÉNERGIE	UTILISATION	SYSTÈME D'EXPLOITATION	ECHELLE DE MISE EN ŒUVRE OU CRITERE D'EXCLUSION
---------	-------------	------------------------	---

2.4.2. Étude d'opportunité sur le développement des ENR&R.

Cette étude d'opportunités vise à caractériser le potentiel de développement des différentes filières ENR&R adaptées à l'échelle de l'opération d'aménagement en tenant compte du contexte territorial du projet.

Exploitation de l'énergie éolienne

Principes d'exploitation de l'énergie éolienne

L'exploitation de l'énergie éolienne repose sur la transformation de l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique. Cette énergie est ensuite transformée dans la plupart des cas en électricité.

Définition du gisement local

L'exploitation de l'énergie éolienne dépend principalement des caractéristiques du vent (vitesse, fréquence et régularité) mais aussi des contraintes et servitudes techniques (aériennes et patrimoniales) du territoire.

La Normandie présente un gisement important en matière de vent avec une moyenne des vents supérieure à 6 m/s sur 25% du territoire. La carte des vents suivante sur SRE synthétise le potentiel éolien aux alentours du secteur d'étude. Le secteur à l'étude fait partie des zones les plus ventées du département avec une moyenne des vents comprise entre 6,0 à 7 m/s.

Figure 10 Potentiel éolien - SRE Haute-Normandie 2011

Potentiel de développement de l'énergie éolienne au niveau du secteur d'étude et à l'échelle du projet

Au-delà du gisement éolien, compte tenu des caractéristiques des aérogénérateurs et de leur mode de fonctionnement, d'autres facteurs peuvent conditionner le développement de cette filière.

Dans notre cas, on distinguera 2 principales catégories d'éoliennes :

- Les éoliennes de grande puissance qui sont développées dans les parcs éoliens terrestres : leurs gabarits et leurs caractéristiques ne sont pas adaptés au contexte et à l'échelle du projet.
- Les petites éoliennes à axe horizontal ou à axe vertical qui trouvent des applications variées (production d'électricité pour autoconsommation ou pour injection en réseau, application mécanique) : leurs gabarits et leurs caractéristiques sont variables en fonction du type de technologie développée. Si elles ne sont pas exclues à ce stade de réflexion, leur développement reste dépendant d'une évaluation :
 - Plus précise du gisement éolien en tenant compte des différents éléments susceptibles de gêner leur bon fonctionnement en générant des obstacles à l'écoulement des vents ou des turbulences (relief, végétation, bâti). Ce point est particulièrement important car le rendement de ces machines est relativement faible et leur positionnement doit alors être optimisé pour atteindre un bon seuil de rentabilité ;
 - Des impacts potentiels sur le paysage, la faune et les nuisances qu'elles peuvent également générer. En effet, même si le gabarit de ces aérogénérateurs reste modeste, ils peuvent malgré tout entraîner des nuisances importantes, notamment pour le voisinage.

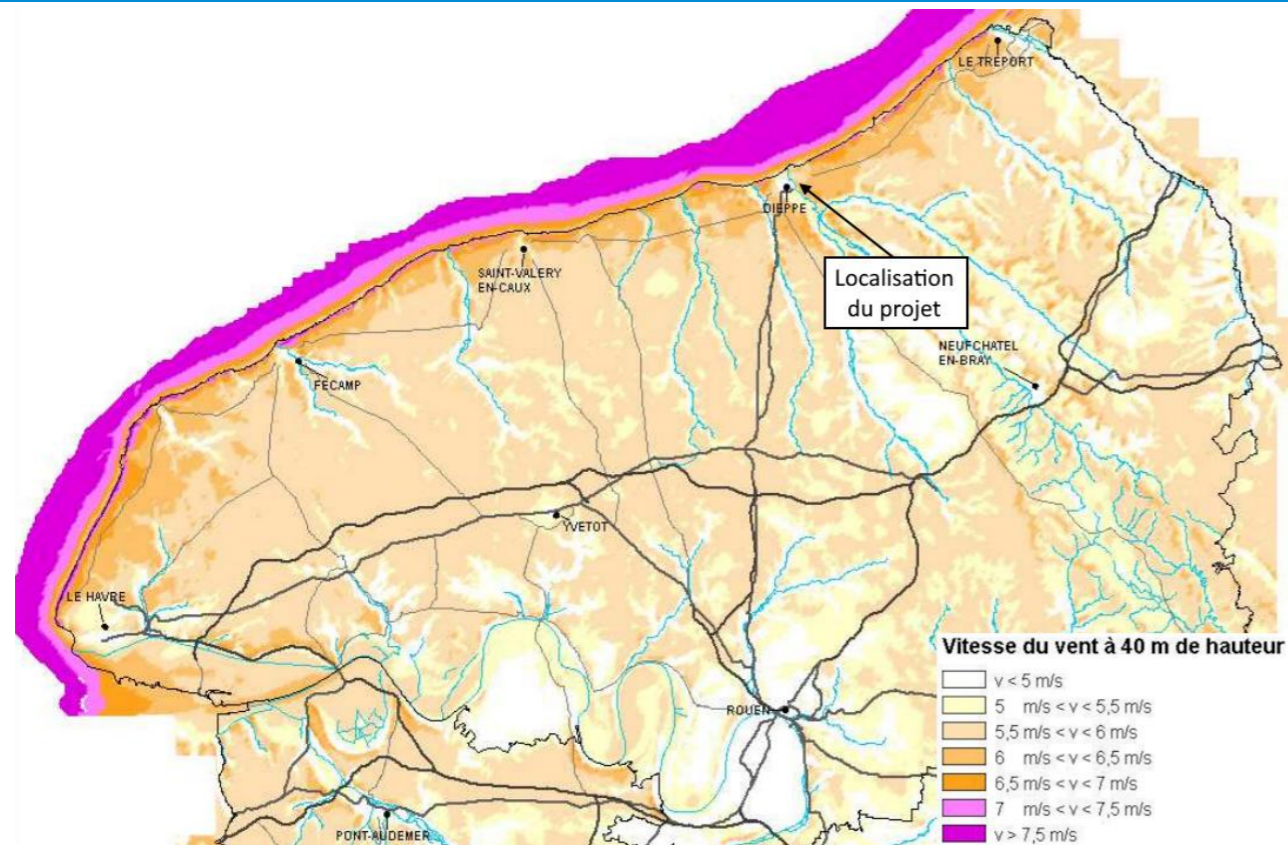
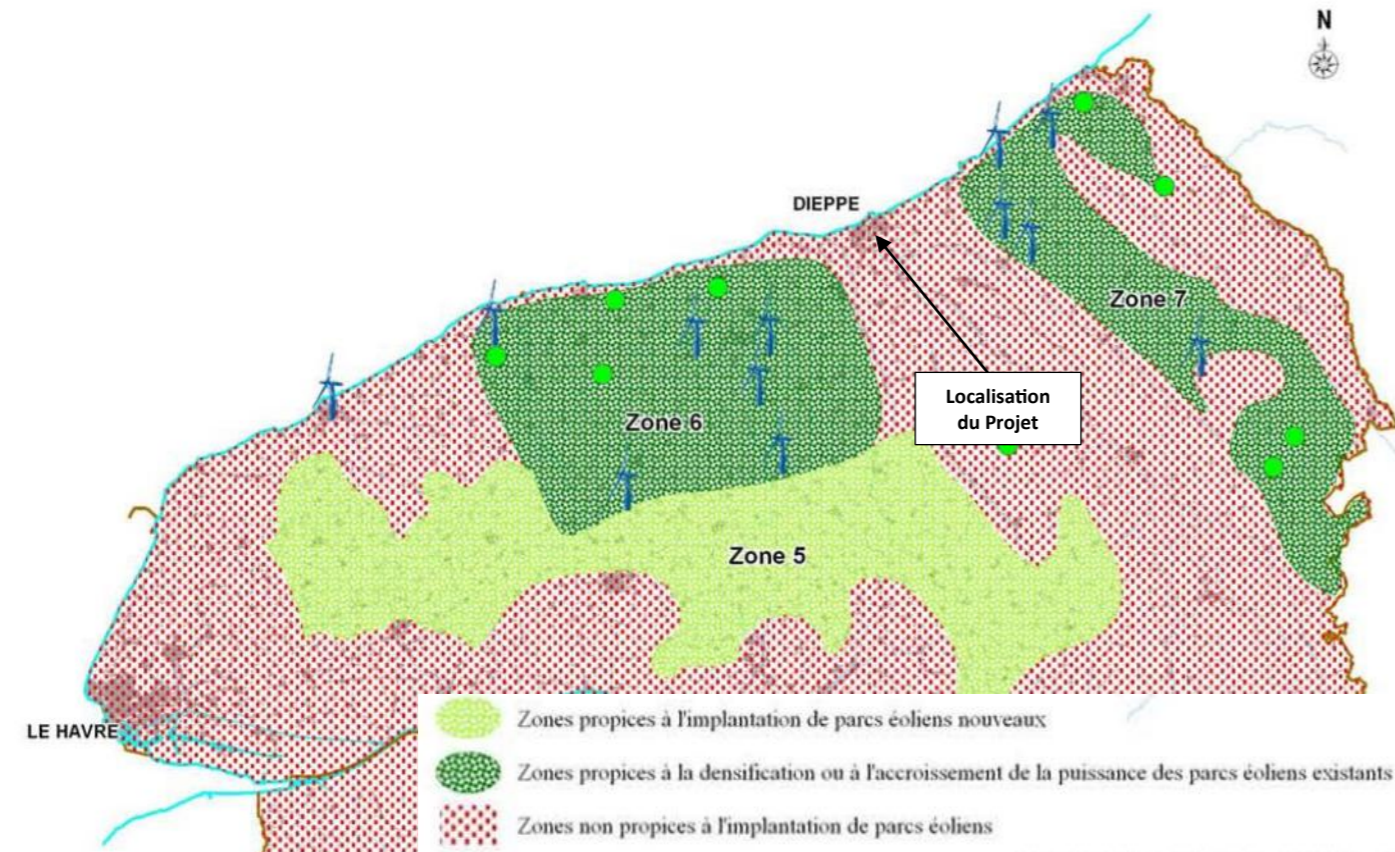


Figure 11 Zones propices à l'implantation d'éoliennes - SRE Haute-Normandie 2011



Éolien	<ul style="list-style-type: none"> • Énergie gratuite • Sans dégagement de pollution atmosphériques 	<ul style="list-style-type: none"> • Énergie intermittente (dépendance aux vents) • Sensibles aux éléments environnement (obstacles à l'écoulement des vents) 	<ul style="list-style-type: none"> • Investissement élevé • Retour sur investissement faible
---------------	---	---	--

Au regard de ces éléments, les opportunités de développement de l'éolien au niveau du projet sont listées dans le tableau ci-après, en fonction des applications envisageables (liste non exhaustive).

Opportunités de développement de l'éolien dans le projet

Les opportunités de développement de l'éolien sur le site sont relativement limitées.

En effet, comme nous l'avons vu précédemment, le potentiel de développement de l'éolien à l'échelle du projet se limite aux petites éoliennes.

Et à ce sujet selon un rapport de l'ADEME de 2015 sur le petit éolien : « *les sites urbains ou périurbains présentent (en général) des statistiques de vent trop faible ou trop turbulent pour une exploitation rentable en l'état actuel des technologies et des prix de l'électricité. Ce même rapport précise également que « pour éviter une demande de permis de construire beaucoup d'installations font donc moins de 12 m de hauteur, ce qui est inefficace du point de vue de la production électrique et donc de la viabilité économique ».*

Le bilan associé au développement de l'énergie éolienne est donc le suivant.

Figure 12 Bilan associé au développement éolien

Energie	Avantages	Inconvénients	Approche économique
---------	-----------	---------------	---------------------

Figure 13 Opportunités de développement éolien au sein du projet

Énergie	Applications envisageables sur site	Principe de fonctionnement	Illustration
Éolien	<p>Candélabres éoliens</p>	<p>La mise en place de candélabres éoliens permet de maîtriser la consommation énergétique de l'éclairage sur les parties communes (espaces publics) ou privés.</p> <p>Plusieurs solutions techniques sont envisageables pour pallier la contrainte liée à l'intermittence de la production d'électricité par les éoliennes mais dans tous les cas, il est nécessaire de considérer cette ressource éolienne comme une énergie d'appoint et de la coupler à un raccordement au réseau électrique.</p> <p><i>On précisera que ce type de candélabre peut être hybridé avec le solaire.</i></p>	
	<p>Éolienne de pompage</p>	<p>La mise en place d'éoliennes de pompage peut être envisagée pour les applications suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Alimentation des réserves d'eaux liées à l'entretien ou à la sécurité du site ; • Alimentation en eau pour répondre au besoin de certaines activités. <p>Les pompages peuvent concerner les eaux souterraines ou les eaux pluviales collectées dans les ouvrages de rétention collectifs ou privés.</p> <p>De la même manière que précédemment, si l'application attendue nécessite une continuité dans le temps, il sera nécessaire de considérer cette ressource éolienne comme une énergie d'appoint et de la coupler à un raccordement au réseau électrique.</p> <p>Au-delà de l'aspect énergétique, cette technologie est également positive en termes de consommation d'eau.</p>	
	<p>Éoliennes de production d'électricité</p>	<p>Les technologies envisageables pour exploiter l'énergie éolienne en vue de produire de l'électricité sont multiples (axe vertical / horizontal, implantation au sol ou sur toiture, ...). Elles peuvent être développées de manière collective ou individuelle.</p> <p>Leur exploitation peut permettre de produire de l'électricité en vue d'une autoconsommation ou d'une restitution vers le réseau électrique.</p> <p>De la même manière que précédemment, si l'application attendue nécessite une continuité dans le temps, il sera nécessaire de considérer cette ressource éolienne comme une énergie d'appoint et de la coupler à un raccordement au réseau électrique.</p>	

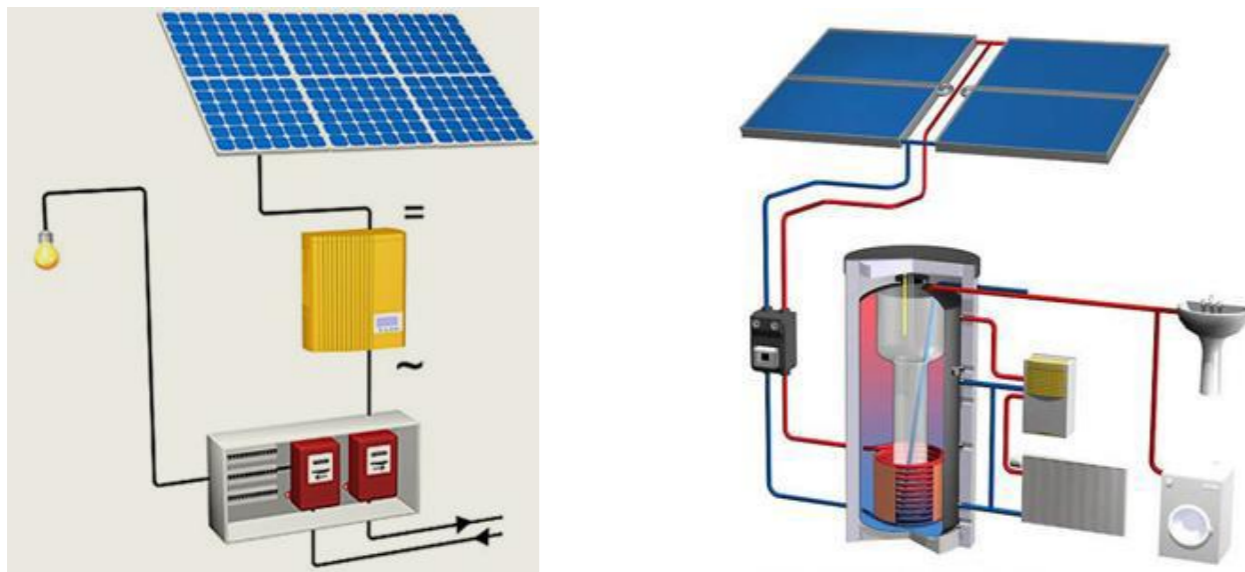
Exploitation de l'énergie solaire

Principes d'exploitation de l'énergie solaire

L'exploitation de l'énergie solaire repose sur la transformation de l'énergie du rayonnement solaire en électricité ou en chaleur, selon les technologies :

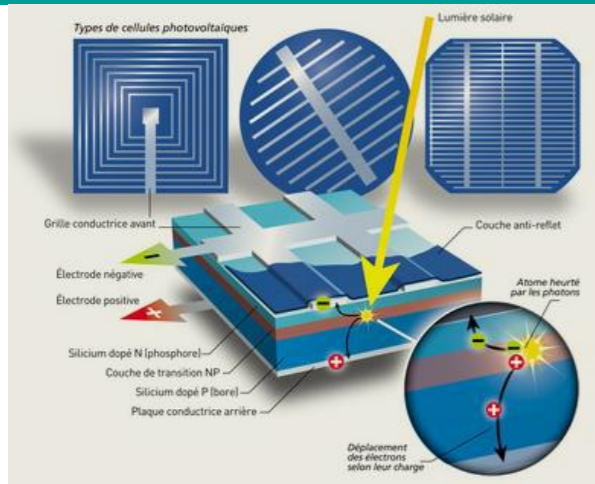
- L'énergie solaire photovoltaïque produit de l'électricité via des modules photovoltaïques (PV), électricité qui peut être ensuite injectée sur les réseaux électriques ;
- L'énergie solaire thermique produit de la chaleur qui peut être utilisée pour le chauffage ou la production d'eau chaude.

Figure 14 Principes de fonctionnement et structure des panneaux solaires PV et thermiques



Production d'électricité via des panneaux photovoltaïques

Production de chaleur via des panneaux thermiques (exemple du chauffe-eau solaire)



Cellule photovoltaïque



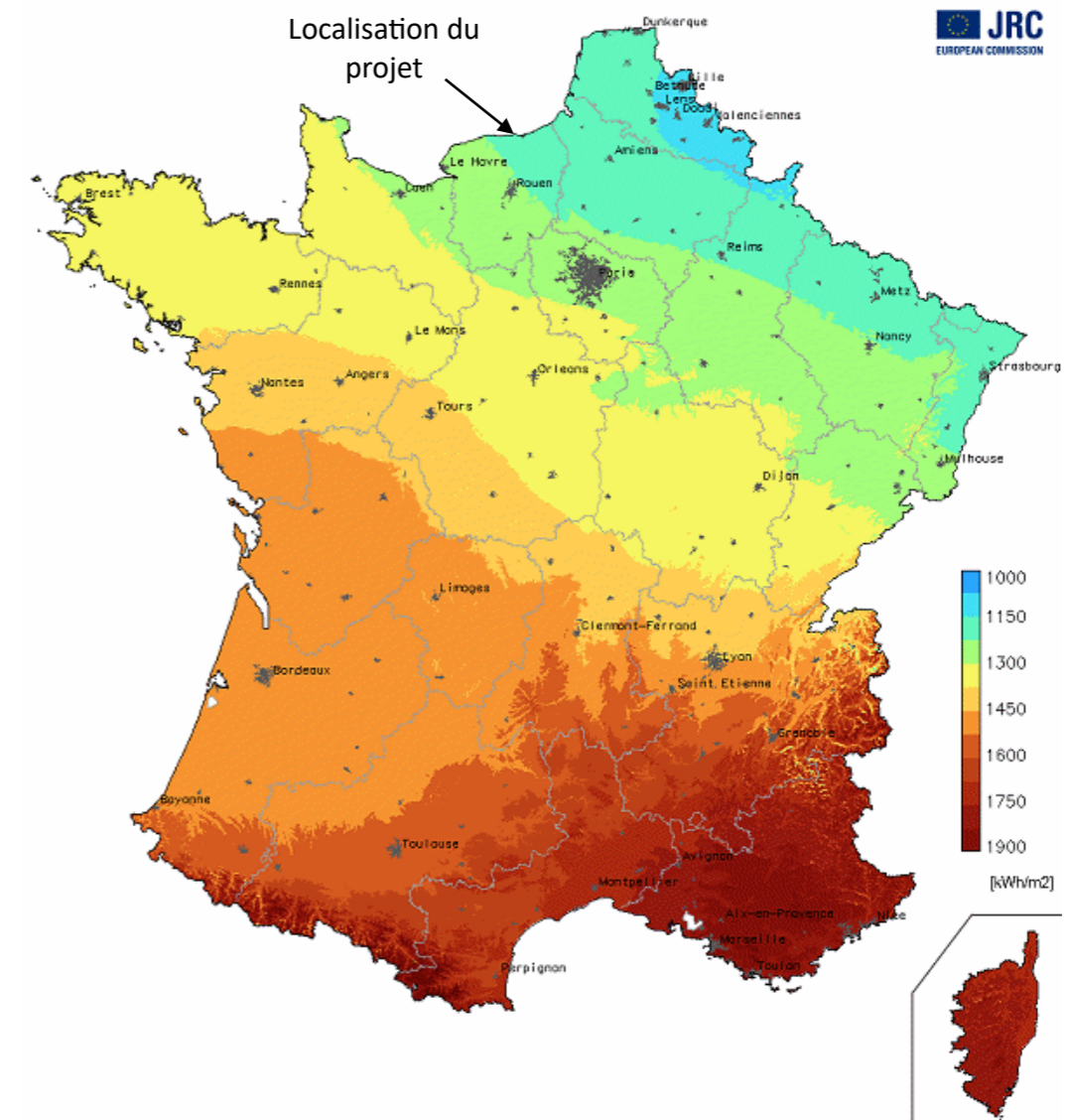
Capteur à tubes sous vide à circulation directe

Définition du gisement local

L'évaluation du gisement solaire sur un secteur défini doit prendre en compte, au préalable, plusieurs paramètres tels que la durée d'ensoleillement, la latitude, l'altitude, le relief, la couverture nuageuse et la quantité d'ombres.

A l'échelle de la France, l'irradiation globale annuelle de la Normandie est estimée entre 1 150 kWh/m² et 1 300 kWh/m² (Source : Photovoltaic Geographical Information System - PVGIS²). Au regard de la carte (cf. schéma ci-dessous), on constate que la région Normandie fait partie des régions françaises qui présentent le gisement solaire le moins important. Cette situation est principalement liée à l'influence de la latitude sur le gisement solaire.

Figure 15 Potentiel solaire national et régional (PVGIS / Météo France)



Au regard de ces données, il pourrait être considéré que le gisement solaire au niveau de la zone d'implantation du projet est relativement faible.

² <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/index.htm>

Néanmoins, selon le PCAET Dieppe, Pays Normand, le territoire présente un potentiel solaire photovoltaïque non négligeable.

En outre, il est à noter que selon le SCOT, « dans les parcs d'activités économiques ou commerciales, ainsi que dans les grandes opérations d'aménagement (exemple Dieppe Sud), l'installation des panneaux photovoltaïques devra être réalisée, au moins en partie, sur les toitures ».

Potentiel de développement de l'énergie solaire au niveau du secteur d'étude et à l'échelle du projet

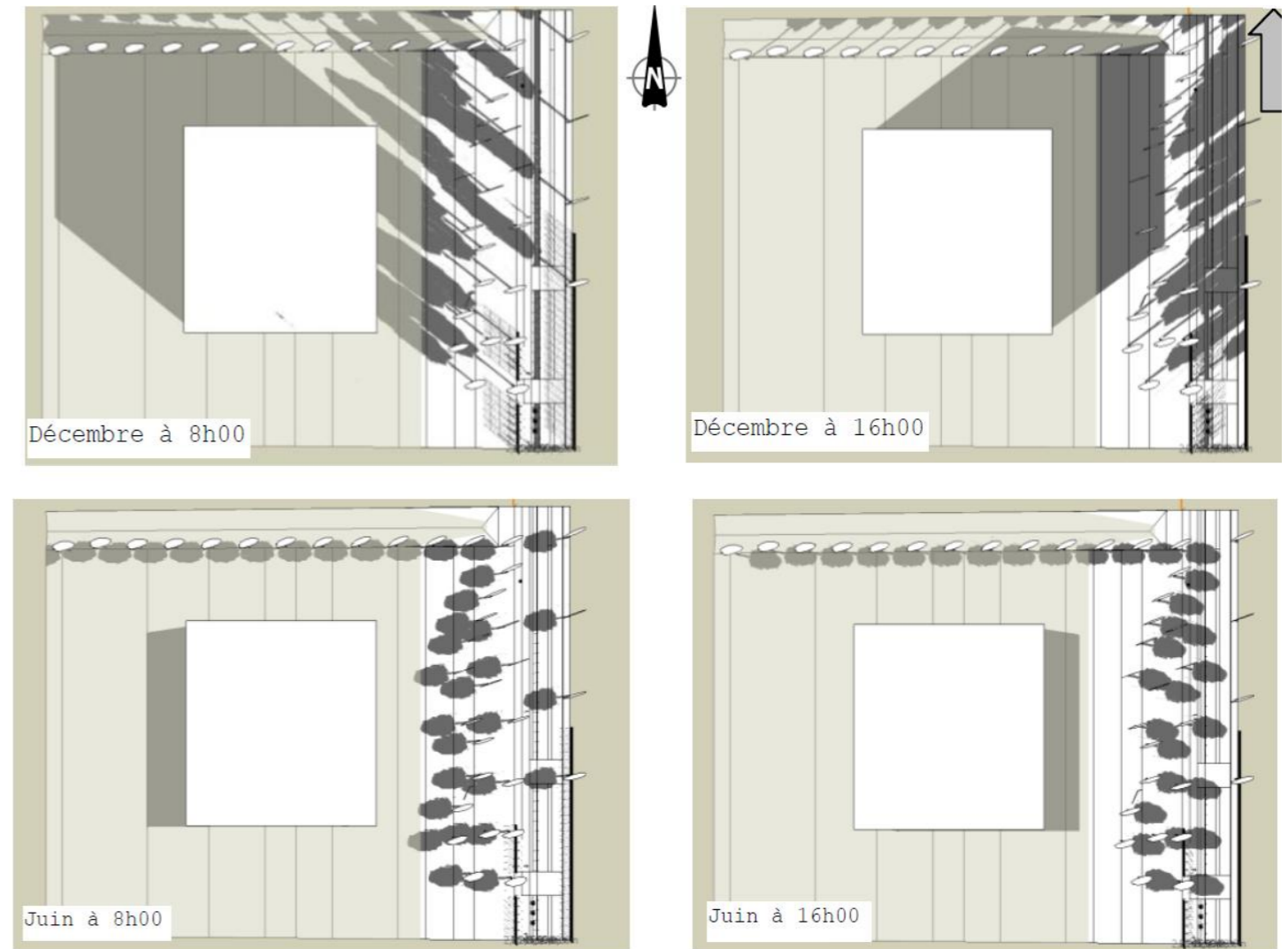
Comme nous l'avons vu précédemment, même si le gisement solaire local est relativement faible, il offre des opportunités de développer cette filière au sein du projet.

Au-delà du gisement, compte tenu des caractéristiques et du mode de fonctionnement des installations solaires, d'autres facteurs peuvent conditionner le développement de cette filière.

Ces facteurs, qui sont quasiment identiques entre les 2 procédés considérés sont :

- La configuration du site vis-à-vis de la course du soleil : l'orientation optimale étant plein Sud ;
- L'environnement du site dans la mesure où il convient de prendre en compte :
 - La sensibilité paysagère du site et notamment le fait que compte tenu de leurs caractéristiques, les panneaux solaires peuvent interférer avec certains éléments patrimoniaux comme les Monuments Historiques. A ce propos, on indiquera que le secteur d'étude ne recoupe le périmètre de protection d'aucune Monument Historique.
 - La configuration du site et du projet vis-à-vis du phénomène de masque solaire. En effet, les ombres portées sur les panneaux solaires diminuent leur productivité. Ce phénomène de masque solaire sera à apprécier plus finement en phase 2 de l'étude en tenant compte de la volumétrie projetée des futurs bâtiments.

Figure 16 Schéma d'illustration de la problématique des ombres portées



On notera que les modules photovoltaïques peuvent également être appliqués au sol sur l'espace circulaire, selon le principe de « route solaire » qui se traduit par plusieurs couches successives de cellules photovoltaïques en « millefeuille » sur une épaisseur de l'ordre de 5 mm. Néanmoins les retours d'expériences sont critiques comme l'illustre celui concernant la « Route solaire » de Tourouvre (Orne)³ avec une faible production rapportée au cout d'installation. Ce type de dispositif ne parait donc pas adapté au projet.

Opportunités de développement du solaire dans le projet

³<https://www.techniques-ingenieur.fr/actualite/articles/le-crepuscule-de-la-route-solaire-de-tourouvre-135680>

Comme nous l'avons vu précédemment, en tenant compte du gisement local et de différents facteurs environnementaux propres au site d'implantation, le potentiel de développement des filières solaires est envisageable mais reste limité (gisement relativement faible). Le bilan avantages / inconvénients associé au développement du solaire est détaillé dans le tableau suivant.

Figure 17 Bilan associé au développement solaire

Energie	Avantages	Inconvénients	Approche économique
Solaire thermique	<ul style="list-style-type: none"> Énergie gratuite et sans dégagement de pollution atmosphériques Capteurs solaires thermiques particulièrement adaptés à des besoins en chaleurs importants et réguliers 	<ul style="list-style-type: none"> Caractère saisonnier de l'énergie produite Contraintes paysagères Rendements très influencés par l'orientation et l'inclinaison des panneaux, ainsi que par les phénomènes d'ombrage 	<ul style="list-style-type: none"> Technique éprouvée et performante tant du point de vue économique d'environnemental Couts d'entretien et de maintenance faibles
Solaire photovoltaïque	<ul style="list-style-type: none"> Énergie gratuite et sans dégagement de pollution atmosphériques 		<ul style="list-style-type: none"> Revente de l'électricité produite Couts d'entretien et de maintenance faibles

Au regard de ces éléments, les opportunités de développement du solaire au niveau du projet sont listées dans le tableau ci-après, en fonction des applications envisageables (liste non exhaustive).

Le photovoltaïque devient un incontournable des projets de construction. En outre, selon le SCOT, « dans les parcs d'activités économiques ou commerciales, ainsi que dans les grandes opérations d'aménagement (exemple Dieppe Sud), l'installation des panneaux photovoltaïques devra être réalisée, au moins en partie, sur les toitures ».

Figure 18 Opportunités de développement solaire au sein du projet

Energie	Applications envisageables sur site	Principe de fonctionnement	Illustrations
Solaire thermique	Panneaux solaires thermiques	Deux stratégies pourraient être envisagées : <ul style="list-style-type: none"> Une mutualisation des moyens permettrait de développer un ensemble de panneaux solaires thermiques (diffus sur plusieurs bâtiments) pour alimenter un réseau de chaleur à l'échelle du projet ; Un développement indépendant de panneaux solaires thermiques à l'échelle de chaque construction du projet pour répondre en partie à leurs besoins spécifiques. 	
Solaire photovoltaïque	Candélabres photovoltaïques	La mise en place de candélabres photovoltaïques permet de maîtriser la consommation énergétique de l'éclairage sur les parties communes (espaces publics) ou privées. Plusieurs solutions techniques sont envisageables pour pallier la contrainte liée à l'intermittence de la production d'électricité par les cellules photovoltaïques mais dans tous les cas, il est nécessaire de considérer cette ressource comme une énergie d'appoint et de la coupler à un raccordement au réseau électrique. On rappellera que ce type de candélabre peut également être hybridé avec l'éolien.	
	Panneaux solaires photovoltaïques	En considérant que la technologie photovoltaïque est moins appropriée au contexte du projet que le thermique (notion d'intensité lumineuse), le développement de panneaux solaires photovoltaïques pourrait malgré tout être envisagé pour répondre à des besoins spécifiques de certains bâtiments peu consommateurs en énergie (autoconsommation) ou dans l'optique d'une énergie d'appoint.	

Exploitation de la géothermie et des procédés dérivés

Principes d'exploitation de l'énergie géothermique

La géothermie est l'exploitation de l'énergie thermique contenue dans le sous-sol. La chaleur terrestre peut être captée par plusieurs procédés qui varient en fonction de la ressource exploitée, de sa température (T) et de sa profondeur (on parle de gradient géothermal : en France métropolitaine, il est de 3 à 4°C / 100 m).

Classiquement, on distingue 4 grandes catégories d'exploitation géothermique :

- La géothermie (verticale) haute énergie : Elle exploite la chaleur ($T > 150^{\circ}\text{C}$) émise par les réservoirs situés entre 4 000 et 5 000 m de profondeur pour produire de l'électricité. Ce procédé repose sur l'extraction de la vapeur d'eau contenue dans le sous-sol pour alimenter une turbine ;
- La géothermie (verticale) moyenne énergie et la géothermie (verticale) profonde : Elles exploitent la chaleur ($90 < T < 150^{\circ}\text{C}$) issue des réservoirs (sols ou eaux souterraines) disponibles à une profondeur variable comprise entre 1 500 et 4000 m (en fonction du contexte géologique). Quand la température :
 - Permet de capter la vapeur d'eau géothermale, cette dernière peut entraîner directement la turbine électrique ;
 - Est trop basse, il est nécessaire, de faire intervenir une machine thermodynamique utilisant un fluide de travail qui se vaporise à une température plus basse que l'eau.
- La géothermie (verticale) basse énergie : Elle exploite la chaleur ($30 < T < 90^{\circ}\text{C}$) de l'eau pompée dans des réservoirs disponibles à une profondeur variable comprise entre 1 000 et 2 000 m (en fonction du contexte géologique) pour produire de la chaleur ;
- La géothermie (verticale ou horizontale) très basse énergie exploite la chaleur ($< 30^{\circ}\text{C}$) émise par les réservoirs (sols ou aquifères) situés à moins de 100 à 200 m de profondeur pour produire de la chaleur (ou du froid en fonctionnement inversé). En l'absence d'eau souterraine, l'extraction de la chaleur du sous-sol s'effectue par l'installation dans le sol ou dans le sous-sol de « capteurs » ou « échangeurs » (réseau de tubes horizontaux ou sonde géothermale verticale) dans lesquels va circuler, en circuit fermé, un fluide caloporteur. La chaleur captée est alors transférée par le biais d'une pompe à chaleur au milieu à chauffer.

Figure 19 Schéma de fonctionnement de la géothermie très basse énergie

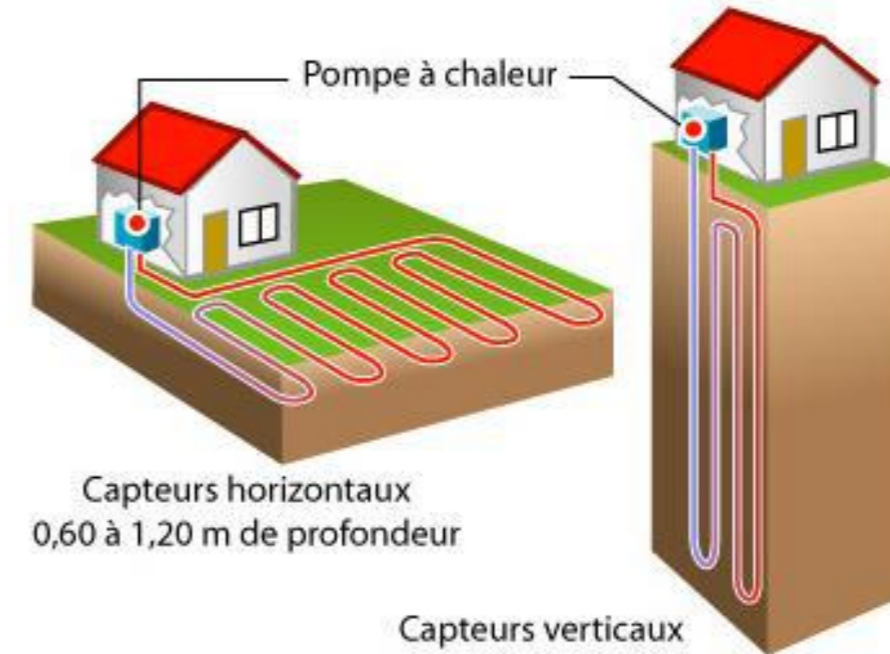
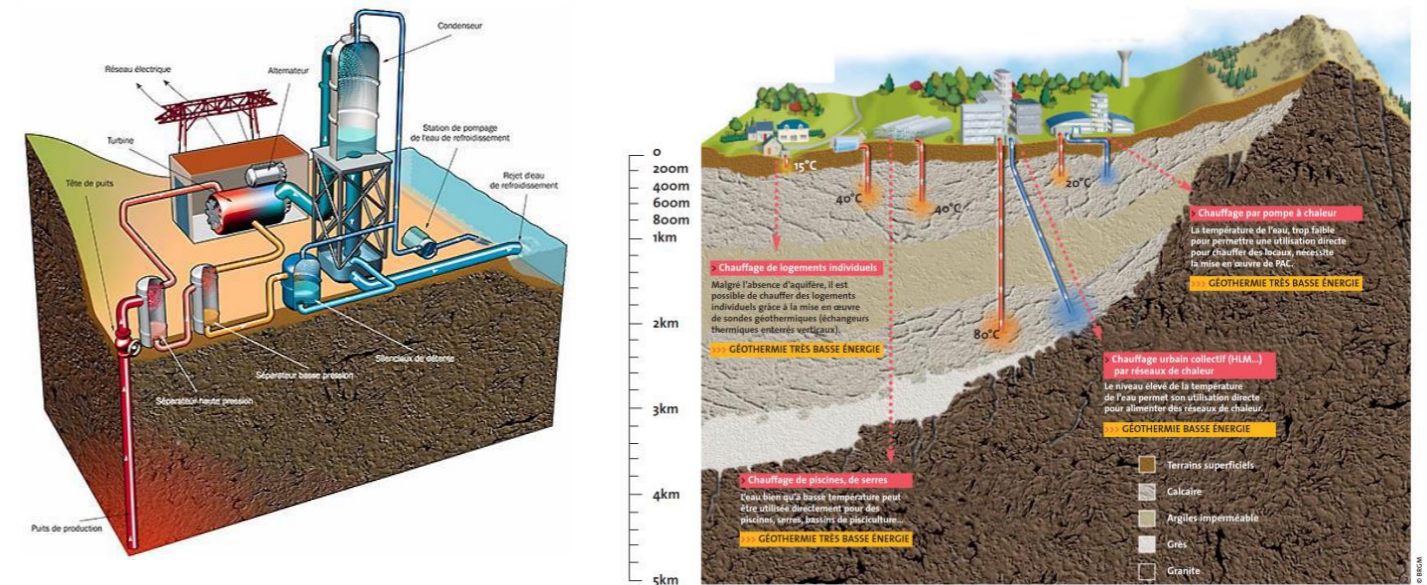


Figure 20 Principes d'exploitation de l'énergie géothermique (ADEME / BRGM)



Production d'électricité géothermie haute et moyenne énergie

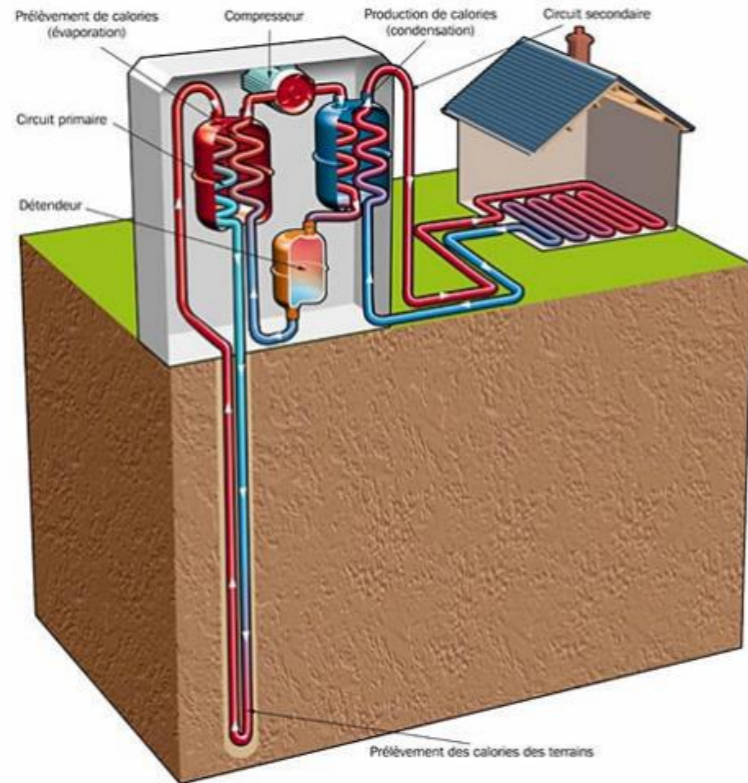
Production de chaleur géothermie basse et très basse énergie

En fonction de la température de la ressource et du niveau de température des besoins thermiques, la chaleur peut être prélevée directement ou doit être relevée au moyen de pompes à chaleur (PAC) dite Eau / Eau du fait que l'échange thermique a lieu entre 2 phases liquides. En

pratique, le recours à des pompes à chaleur est habituel pour la géothermie très basse énergie et occasionnel pour la basse énergie.

Bien que ne relevant pas du domaine de la géothermie, 2 autres technologies dérivées peuvent être prises en compte car exploitables, elles aussi, via des PAC Eau / Eau. Il s'agit des procédés l'exploitation de la chaleur issue des eaux usées ou des eaux superficielles.

Figure 21 Principes de fonctionnement d'une pompe à chaleur Eau / Eau (ADEME / BRGM)

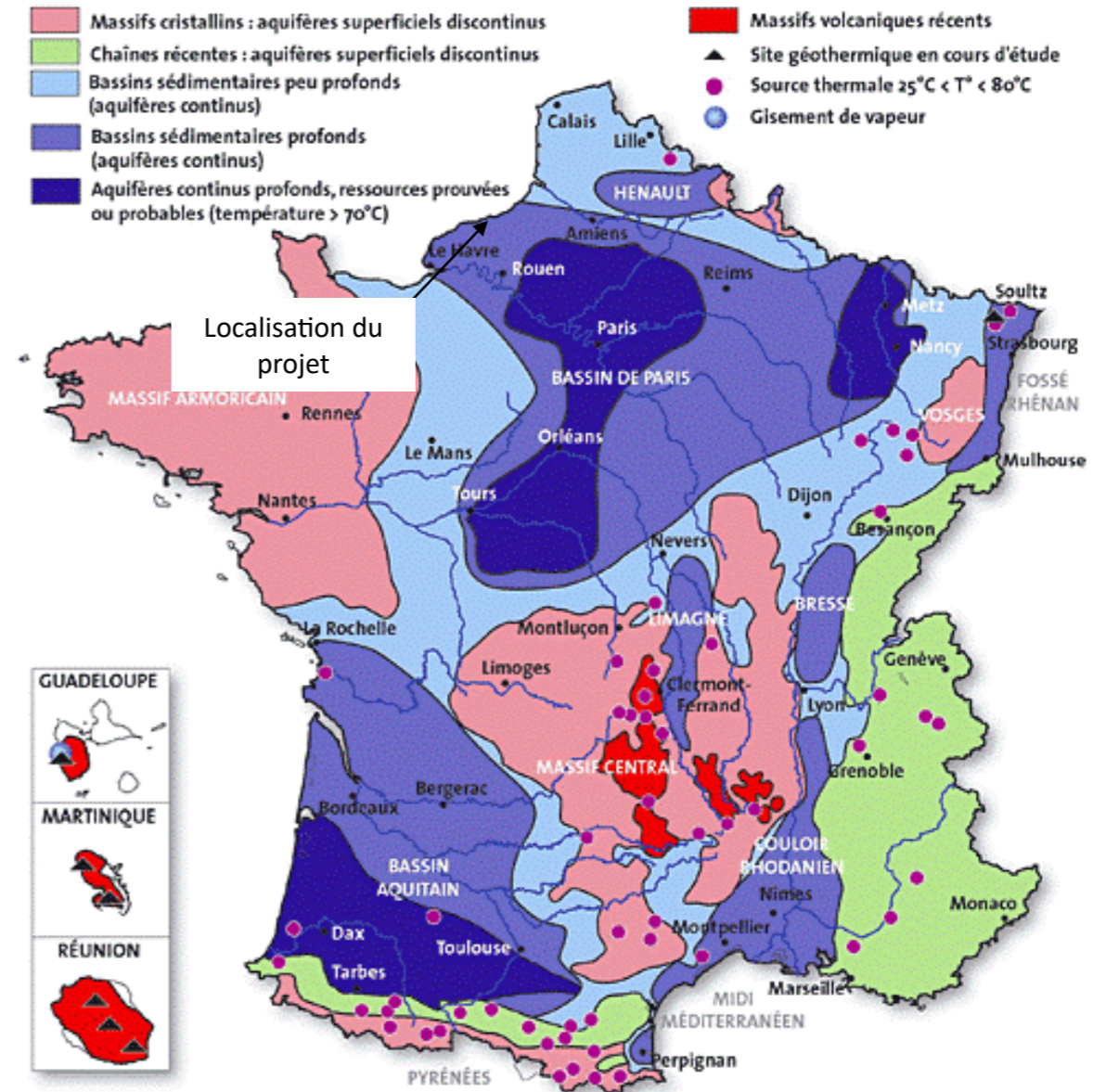


Définition du gisement local

De la même manière que précédemment, le gisement géothermique local est appréhendé en fonction du type de technologie développé. Cette approche repose sur l'exploitation des ressources du Ministère en charge de l'environnement et du BRGM :

- A l'échelle de la France, les gisements associés à la géothermie haute énergie, à la géothermie moyenne énergie ou à la géothermie profonde sont limités au Bassin parisien et aux régions Est et Sud-Ouest. Cette ressource n'est donc pas mobilisable pour le projet ;
- Selon les données du BRGM issues d'une étude de 2024, la région normandie dispose d'un potentiel important de géothermie de surface, avec un gisement d'environ 58 TWh/an (principalement par sonde verticale) qui permettrait de couvrir près de 80% des besoins en chauffage et eau chaude sanitaire du territoire.

Figure 22 Ressources géothermiques en France - BRGM



- Enfin, le potentiel de développement local de solutions très basse énergie est important ; ces solutions reposent essentiellement sur la mise en place de solutions individuelles de type pompes à chaleur géothermique ou sur aquifère superficiel.

Opportunités de développement de la géothermie dans le projet

Comme nous l'avons vu précédemment, en tenant compte du gisement local et de différents facteurs environnementaux propres au site d'implantation, le potentiel de développement identifié concerne principalement la géothermie basse à très basse énergie reposant sur la mise en œuvre de pompes à chaleur.

Néanmoins il est utile de rappeler que les zones qui doivent être privilégiées pour le développement de la géothermie basse / très basse énergie sont celles où le réseau de chaleur est peu susceptible de se développer et réunissant des projets de constructions neuves. En effet, ce type d'énergie nécessitant des dispositifs thermiques particuliers dans les bâtiments équipés, il ne peut être appliqué en appoint à un autre dispositif tel que le réseau de chaleur par exemple.

Outre ce contexte, il convient également de tenir compte du bilan avantages / inconvénients associé au développement de cette filière qui est détaillé dans le tableau suivant.

Figure 23 Bilan associé au développement de la géothermie

Energie	Avantages	Inconvénients	Approche économique
Géothermie	<ul style="list-style-type: none"> Ressource gratuite et constante Aquifère de la nappe facilement mobilisable Utilisation mixte production de chaleur ou de froid (rafraichissement des bâtiments en été) Faible impact paysager 	<ul style="list-style-type: none"> Risques de pollution des milieux Risque de pollution thermique Emprise potentiellement importante en fonction du procédé développé (cas de la géothermie horizontale) et contraintes d'occupation des sols 	<ul style="list-style-type: none"> Investissement élevé compte tenu de la faible disponibilité de la ressource Retour sur investissement variable en fonction de la capacité de production et des besoins

Exploitation de l'aérothermie

Principes d'exploitation de l'énergie aérothermique

L'aérothermie est l'exploitation de l'énergie thermique contenue dans l'air. Elle rassemble 2 procédés principaux :

- Le puits canadien : ce procédé consiste à faire passer, avant qu'il ne pénètre dans le bâtiment, une partie de l'air neuf de renouvellement par des tuyaux enterrés dans le sol, à une profondeur de l'ordre de 1 à 2 mètres. En hiver, le sol à cette profondeur est plus chaud que la température extérieure. L'air froid est alors préchauffé lors de son passage dans ce circuit sous terrain. En été, de la même manière, l'air passant dans les tubes enterrés récupère la fraîcheur du sol et l'introduit dans la maison, même par +30°C extérieur, l'air peut arriver entre 15 et 20°C.
- La pompe à chaleur :
 - Air / air : Cette technologie met généralement en œuvre des pompes à chaleur réversibles qui permettent un échange thermique entre l'air extérieur et l'air intérieur et assurent ainsi les besoins en chauffage (l'hiver) ou en rafraîchissement (l'été).
 - Air / eau : Cette technologie met en œuvre des pompes à chaleur qui prélèvent les calories contenues dans l'air extérieur pour les transmettre à un fluide caloporteur permettant le chauffage des bâtiments. Elle trouve notamment son application dans le développement des planchers chauffants.

Le niveau de performance énergétique des pompes à chaleur varie de manière importante avec la température extérieure et peut poser quelques difficultés en période de grand froid. Il est recommandé de choisir des machines présentant un coefficient de performance minimum de 3,5 sur l'énergie finale et répondant à la marque NF PAC.

Figure 24 Schéma de principe de l'exploitation de l'énergie aérothermique

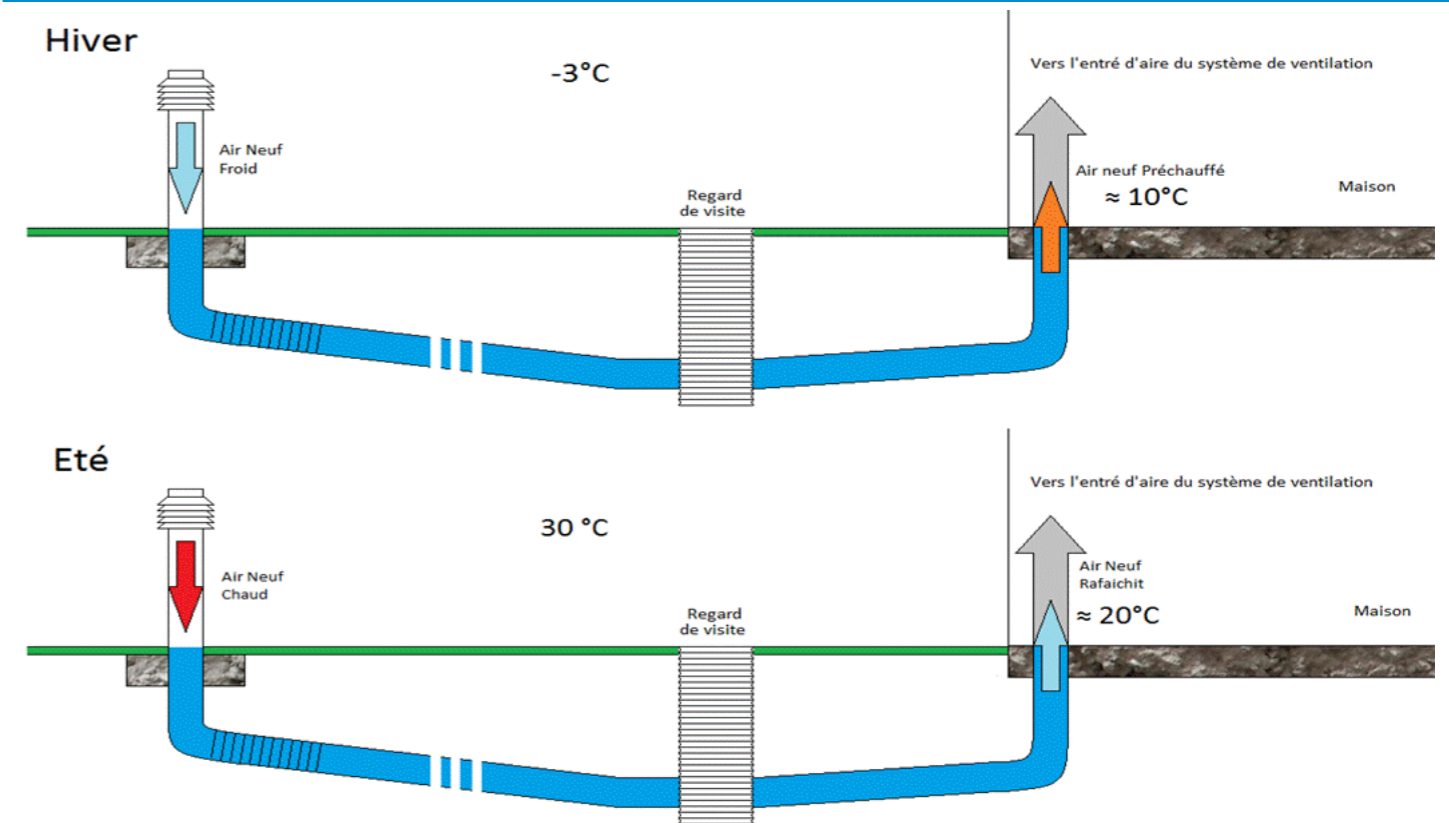


Schéma du principe de fonctionnement du puit canadien

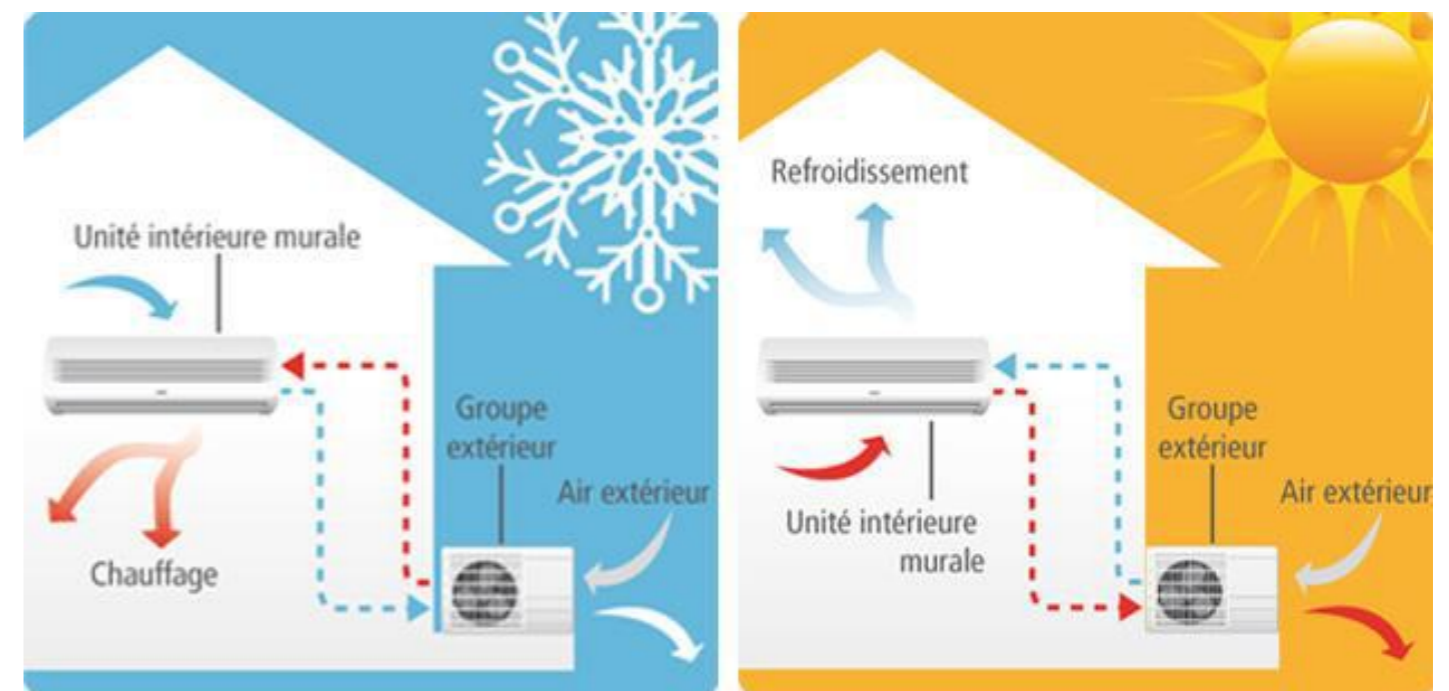


Schéma du principe de fonctionnement d'une PAC Air / Air

Définition du gisement local

Les techniques liées à l'aérothermie sont basées sur l'exploitation de l'air atmosphérique. De ce fait, elles sont mobilisables au niveau du secteur d'étude.

Potentiel de développement de l'énergie aérothermique au niveau du secteur d'étude et à l'échelle du projet

Au-delà de la notion de gisement, il convient de noter que le fonctionnement des pompes à chaleur aérothermales est optimal dans les zones tempérées, lorsque l'écart de température entre l'air exploité et l'air intérieur à chauffer ou à rafraichir est le plus faible possible.

Compte tenu des caractéristiques météorologiques locales (amplitude thermique d'environ 11°C variant entre 6°C et 17°C et correspondant, en moyenne à 11°C), le secteur d'implantation du projet est donc propice au développement de l'aérothermie. Malgré tout, en hiver ce système pourrait nécessiter une ressource d'appoint afin de garantir le chauffage des bâtiments.

Enfin, on précisera que le coefficient de performance (COP) de la pompe à chaleur doit être au minimum de 3.5, pour que le système apporte une diminution réelle de consommation en énergie primaire par rapport à un système classique. Par ailleurs, la pompe à chaleur doit faire l'objet d'une maintenance régulière.

Opportunités de développement de l'aérothermie dans le projet

Comme nous l'avons vu précédemment, en tenant compte du contexte local, il est possible d'envisager le développement des techniques basées sur l'aérothermie dans le cadre du projet. Le bilan avantages / inconvénients associé au développement de cette filière est détaillé dans le tableau suivant.

Figure 25 Bilan associé au développement de l'aérothermie

Energie	Avantages	Inconvénients	Approche économique
Aérothermie	<ul style="list-style-type: none"> Ressource gratuite Utilisation mixte production de chaleur ou de froid (rafraichissement des bâtiments en été) Faible impact paysager 	<ul style="list-style-type: none"> Nuisance sonore potentielle liée au fonctionnement des PAC Risques de pollution en fonction du fluide caloporteur présent dans les PAC Air/Eau Surface de terrain importante pour le développement d'un puits canadien Capacité de production assez faible 	<ul style="list-style-type: none"> Investissement faible

Figure 26 Opportunités de développement de l'aérothermie

Energie	Applications envisageables sur site	Principe de fonctionnement	Illustration
Aérothermie	<ul style="list-style-type: none"> PAC Air / Air PAC Air / Eau Puits Canadien 	<p>Ces différents procédés, dont le choix dépendra des besoins propres à chaque construction, reposent sur le pompage de l'air extérieur en vue de permettre le chauffage ou le refroidissement (hors PAC Air/Eau) des bâtiments par échanges thermiques.</p> <p>Ils fonctionnent généralement couplés à une énergie d'appoint. Ces procédés constituent une solution indépendante à l'échelle de chaque construction du projet pour répondre en partie à leurs besoins spécifiques.</p>	

Le développement de l'aérothermie est envisageable à l'échelle des bâtiments du projet Val d'Arquet Est.

Exploitation des énergies marines mécaniques

Principes d'exploitation des énergies marines mécaniques

Les énergies marines mécaniques désignent l'ensemble des technologies qui permettent de produire de l'énergie, notamment de l'électricité, à partir des propriétés du milieu marin. On distingue :

- L'énergie marémotrice :
Elle consiste à profiter du flux et du reflux de la marée pour alternativement remplir ou vider un bassin de retenue en actionnant des turbines incorporées dans le barrage, qui entraînent un générateur d'électricité.
- L'énergie hydrolienne :
Elle est produite par l'énergie des courants de marée qui sont concentrés dans certains endroits près des côtes. On peut comparer une installation hydrolienne à une éolienne sous-marine. Plus le courant est fort, plus l'énergie produite sera importante.
- L'énergie houlomotrice :
Produite par le mouvement des vagues, la houle, l'énergie houlomotrice est une forme concentrée de l'énergie du vent. Quand le vent souffle sur la mer, des vagues se forment et concentrent cette énergie. La houle peut voyager sur de très longues distances et apporter sur une côte de l'énergie collectée au large. Il existe plusieurs technologies permettant d'exploiter cette ressource.

Définition du gisement local

Compte tenu du contexte d'implantation du projet et de sa situation géographique, la mobilisation des énergies marines pour répondre aux besoins énergétiques de l'opération n'est pas envisagée.

Potentiel de développement des énergies marines mécaniques au niveau du secteur d'étude et à l'échelle du projet

Nul

Opportunités de développement des énergies marines mécaniques dans le projet

Nulles

Exploitation de l'énergie hydraulique

Principes d'exploitation de l'énergie hydraulique

L'énergie hydraulique repose sur la transformation de la force motrice des cours d'eau ou des chutes en électricité.

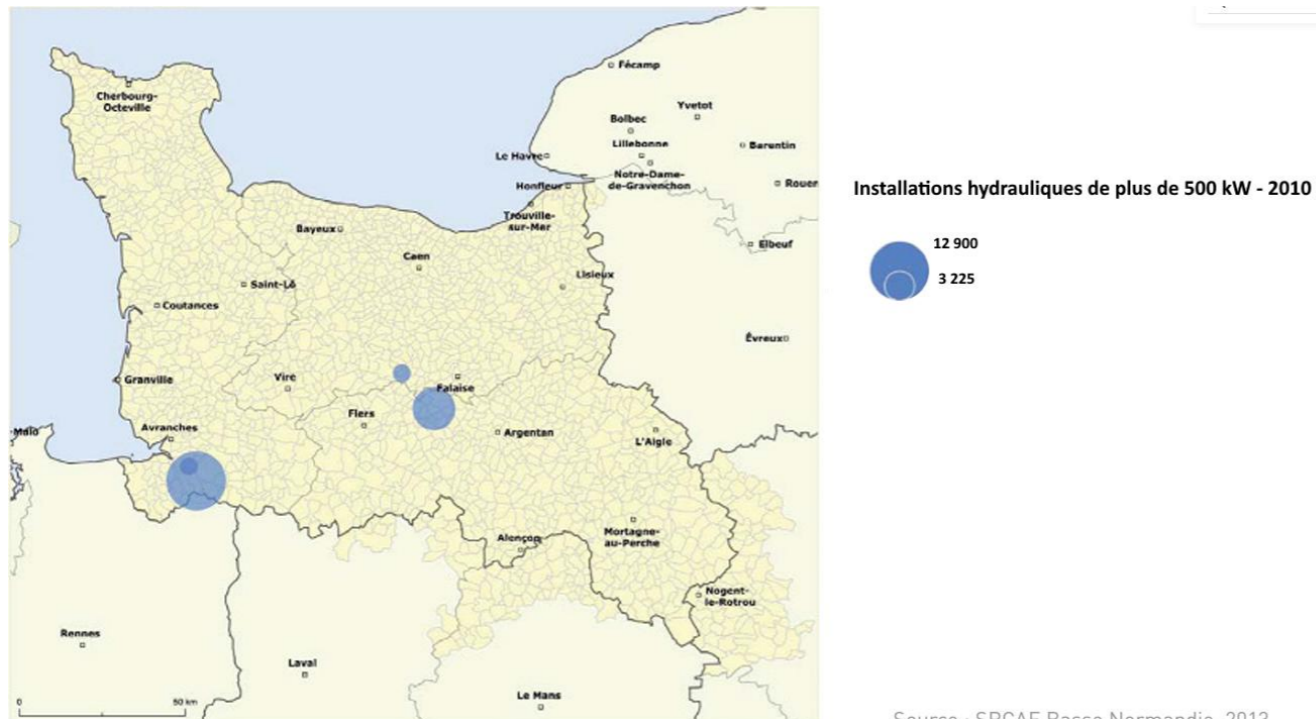
On distingue les installations hydroélectriques « au fil de l'eau », qui font passer dans une turbine tout ou partie du débit d'un cours d'eau en continu, et celles nécessitant des réserves d'eau (« par éclusées » ou « de lac ») : les deux types d'installations nécessitent des barrages, qui sont bien plus importants pour la 2ème catégorie (« grands barrages »).

L'exploitation de cette énergie s'illustre principalement par les grandes installations hydroélectriques au potentiel de production important, mais peut également se décliner sous une forme plus réduite, on parle alors de petit hydraulique.

Définition du gisement local

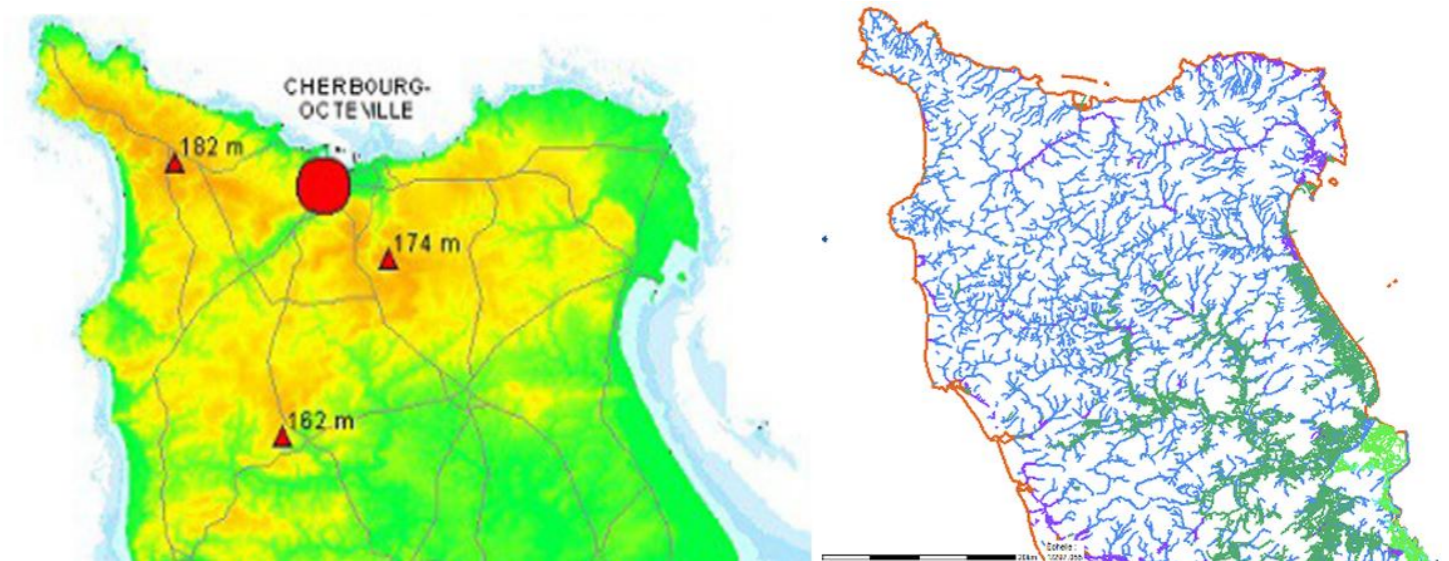
D'après le PCAET de la Communauté d'Agglomération du Cotentin (CAC), l'hydroélectricité en ex-Basse Normandie a atteint la limite de son potentiel exploitable avec le développement de 37 ouvrages. Ces sites produisent une puissance totale de 27 MW pour une production annuelle en 2009 de 48 GWh, l'équivalent de la consommation d'électricité totale du pôle de territoire de la Côte des Isles. La région n'est donc plus un territoire à potentiel pour la filière hydroélectrique. La plus grande centrale hydraulique de Basse Normandie se trouve dans le département de la Manche à Saint Laurent de Terregatte (Vézins) pour une puissance installée de 13 500 kW et une production estimée de 21 600 MWh en 2009.

Figure 27 Installations hydrauliques de plus de 500 kW en ex-Basse Normandie



Au niveau territorial, aucune installation de grande hydraulique n'est recensée pour une éventuelle optimisation d'un ouvrage existant. Malgré les nombreux cours d'eau, le faible relief ne garantit pas un potentiel suffisant pour une production d'énergie de grande envergure justifiant la création de nouveaux sites. Des installations pico hydrauliques (<20 kW) peuvent être éventuellement mises en place mais peu de données sont disponibles à cette échelle.

Figure 28 Reliefs et cours d'eau de la Communauté d'Agglomération du Cotentin



In fine, le gisement hydroélectrique est considéré comme négligeable et aucune installation hydroélectrique n'a été recensée sur le territoire de la CAC.

Potentiel de développement de l'énergie hydraulique au niveau du secteur d'étude et à l'échelle du projet

Compte tenu du contexte d'implantation du projet et de sa situation géographique, le potentiel de développement de l'énergie hydraulique est nul.

Opportunités de développement de l'énergie hydraulique dans le projet

Nulles.

Exploitation de la biomasse

Principes d'exploitation de la biomasse

Dans le domaine de l'énergie, et plus particulièrement des énergies renouvelables, le terme de biomasse désigne l'ensemble des matières organiques d'origine végétale, animale ou fongique pouvant devenir source d'énergie par combustion (bois, paille, déchets, etc.), après méthanisation (biogaz) ou après toute autre transformation chimique naturelle ou industrielle.

L'exploitation de la ressource biomasse trouve 2 domaines d'application distincts :

- Toutes ces ressources peuvent faire l'objet d'une exploitation industrielle dans le cadre d'une activité de production et de fourniture d'énergie (électricité ou chaleur). Compte tenu de la vocation du projet, cette première catégorie d'activités ne sera pas retenue dans la suite de cette analyse. En effet, le projet n'a pas vocation à accueillir une unité industrielle de production énergétique.
- Certaines de ces ressources peuvent être mobilisées pour répondre aux besoins énergétiques des projets d'aménagement quels qu'ils soient à partir du moment où la capacité de production est compatible avec les besoins spécifiques des activités ou des bâtiments qui y sont développés (principe d'autoconsommation). Les ressources qui répondent le mieux à ce domaine d'application sont principalement issues de la filière bois énergie et éventuellement de la valorisation énergétique des déchets agricoles.

Compte tenu de la vocation du projet, seul le second domaine d'application va être approfondi dans la suite de cette étude.

À ce titre, on précisera que le développement éventuel des filières d'exploitation de la biomasse répondrait avant tout aux besoins en chaleur (combustion dans une chaudière individuelle ou collective) et en fonction du dimensionnement des installations aux besoins en électricité (cogénération).



Exemple - Chaufferie bois du Quartier de la Grâce de Dieu

Puissance chaufferie : 10,2 MW

Consommation bois : 13 700 tonnes/an

Production de chaleur : 38,6 GWh/an

Capacité de stockage : Silo de 300 tonnes (72h d'autonomie)

Mise en service : octobre 2016

Quartier desservi : La Grâce de Dieu (3 500 logements + une trentaine d'équipements tertiaires publics)

Exploitation dans le cadre d'une autoconsommation



Exemple – Chaudière Bois du Lycée Hôtelier de Ifs

Puissance chaudière : 750 kW

Consommation bois : 915 tonnes/an

Production de chaleur : 3,27 GWh/an

Mise en service : octobre 2014

Bâtiment desservi : Lycée Hôtelier de Ifs

Définition du gisement local

Bois

Figure 29 Comparaison de l'échelle des installations liées à l'exploitation de la biomasse en fonction du domaine

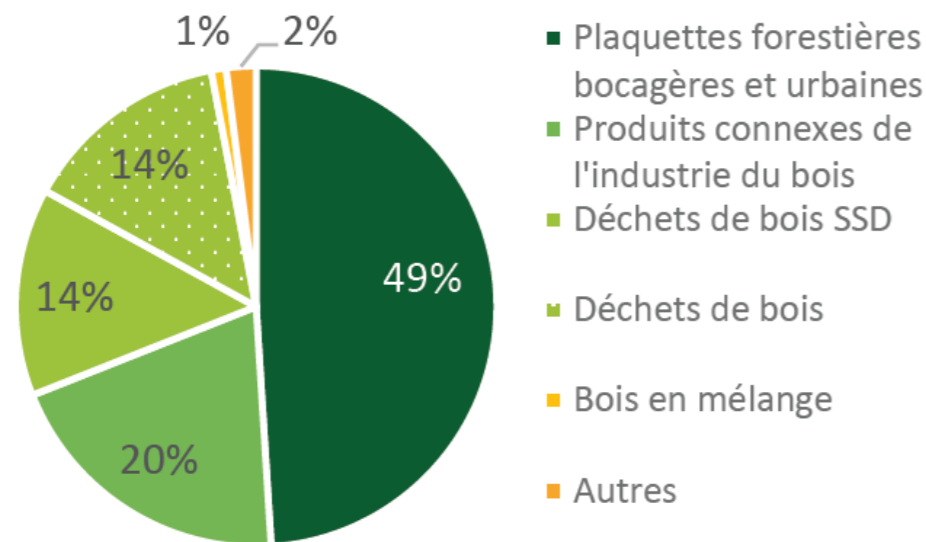
Exploitation industrielle dans le cadre d'une activité de production et de fourniture d'énergie (électricité ou chaleur)

La surface de milieux boisés est relativement faible en Normandie par rapport au reste de la France. En effet, elle compte 14% de surface boisée contre 30% au niveau national. La forêt Normande est représentée par une superficie de 420 000 ha et est privée pour 78%.

À l'échelle du territoire de Dieppe Pays Normand, 60% de la production d'énergie renouvelable concerne la filière bois-énergie.

Si en complément de cette ressource biomasse « naturelles » (bois, haies, cultures), il est ajouté à cela le gisement issu de l'industrie du bois ainsi que les divers déchets de bois (SSD ou non), il est possible de visualiser la tendance actuelle en matière d'exploitation de la ressource biomasse sur l'ensemble du territoire normand au travers du graphique suivant.

Figure 30 Répartition de la ressource biomasse combustible en 2019 - Biomasse Normandie



Le gisement de la ressource en biomasse « combustible » est donc potentiellement importante sur le territoire. Toutefois, l'enjeu de cette filière est d'optimiser sa gestion. En effet, une structuration de la filière bois permet d'assurer une gestion durable des forêts et un approvisionnement local qui limite les transports induits.

De plus, selon le PCAET Dieppe Pays-Normand, le territoire consomme déjà bien plus de bois qu'il ne peut en produire et a fait sa part dans l'objectif du SRCAE pour 2020. L'enjeu est donc de maintenir une gestion durable de ses forêts.

Biomasse issue de l'agriculture

En matière de ressource biomasse « combustible », d'autres solutions peuvent se substituer au bois puisqu'un important gisement existe également dans la filière des résidus agricoles qui peuvent être valorisés comme combustibles de chaudière : les céréales, le tourteau de colza, la paille de blé et de maïs, les anas de lin, etc.

Biomasse issue de l'industrie

Enfin, compte tenu des aménagements paysagers et de la superficie d'espaces verts projetés, les résidus d'entretien / élagage / abatage pourraient constituer une source de biomasse pour la production d'énergie.

Potentiel de développement de l'énergie produite à partir de la biomasse au niveau du secteur d'étude et à l'échelle du projet

Comme nous l'avons vu précédemment, dans le cadre du projet le développement éventuel des filières d'exploitation de la biomasse répondrait avant tout aux besoins en chaleur (combustion dans une chaudière individuelle ou collective) et en fonction du dimensionnement des installations aux besoins en électricité (cogénération).

Au-delà du gisement exploitable, compte tenu des caractéristiques et du mode de fonctionnement des installations permettant la valorisation énergétique de la biomasse, d'autres facteurs peuvent conditionner le développement de cette filière. Il s'agit principalement :

- Des contraintes foncières associées à la réalisation d'une chaufferie → en effet, cette installation nécessite un minimum d'espace afin d'accueillir les équipements techniques dans un bâtiment spécifique (ou à l'intérieur d'un bâtiment d'activité), mais également le stockage des matières premières (bois sous forme de bûches, de granulés, plaquettes forestières ou déchets agricoles) ;
- Des sensibilités environnementales → en fonction du dimensionnement des installations, des sensibilités environnementales peuvent apparaître telles que l'insertion paysagère du local et des cheminées, les nuisances occasionnées par les fumées émises ou le trafic engendré par les opérations d'approvisionnement.

Ces paramètres dépendent principalement du dimensionnement des installations nécessaires pour répondre aux besoins énergétiques des activités qui seront développées au sein du projet. Plus les besoins seront élevés, plus ces contraintes seront potentiellement importantes.

Opportunités de développement de l'énergie produite à partir de la biomasse dans le projet

Comme nous l'avons vu précédemment, au vu de son potentiel de développement à plus ou moins long terme qui reste essentiellement dépendant de la dynamique qui va être impulsée sur la filière de production/approvisionnement, il est possible d'envisager le développement de la biomasse avec en particulier la filière bois-énergie (la filière résidus agricoles nécessite une recherche locale plus détaillée).

Le bilan avantages / inconvénients associé à l'exploitation de la biomasse est détaillé dans le tableau suivant.

Figure 31 Bilan associé au développement de l'énergie produite à partir de la biomasse

Energie	Avantages	Inconvénients	Approche économique
---------	-----------	---------------	---------------------

Biomasse	<ul style="list-style-type: none"> Ressources biomasse suffisamment disponible localement pour répondre aux besoins de chaleurs Valorisation possible en chaleur ou en cogénération Installation évolutive 	<ul style="list-style-type: none"> Insertion paysagère Risques de pollution atmosphérique Nuisances liées à l'approvisionnement et à la combustion Emprise potentiellement importante selon les besoins énergétiques à couvrir (contraintes de stockage) Gestion des déchets de combustion 	<ul style="list-style-type: none"> Investissement modéré Aides dans le cadre du plan Bois Énergie Coûts d'entretien et de fonctionnement variables Revente de l'électricité produite si développement d'une cogénération
-----------------	---	---	--

Au regard de ces éléments, les opportunités de développement de la production énergétique à partir de la biomasse dans le cadre de la mise en œuvre du projet sont listées dans le tableau ci-après, en fonction des applications envisageables (liste non exhaustive).

Figure 32 Opportunités de développement de la production énergétique à partir de la biomasse

Energie	Applications envisageables sur site	Principe de fonctionnement	Illustration
Biomasse	Installation de combustion (potentiellement équipée d'une unité de cogénération)	<p>Ce procédé repose sur la combustion de la biomasse en vue de produire de la chaleur (et de l'électricité si la chaudière est équipée d'une unité de cogénération). Il peut fonctionner de manière autonome ou être couplé à d'autres combustibles pour sécuriser le fonctionnement de la chaudière.</p> <p>Deux stratégies pourraient être envisagées :</p> <ul style="list-style-type: none"> Une mutualisation des moyens permettrait de développer un réseau alimenté par une chaudière commune à l'échelle du projet ; Un développement indépendant à l'échelle de chaque construction du projet pour répondre en partie à leurs besoins spécifiques. 	<p>© CRHN - Chaudière bois</p>

Compte tenu de la programmation (création de 650 logements et besoins énergétiques associés) et d'un contexte territorial favorable (disponibilité des filières) la mise en œuvre de cette solution semble pertinente à l'échelle des bâtiments collectifs.

Exploitation de la chaleur fatale (ou énergies de récupération)

Principes d'exploitation de la chaleur fatale

Par chaleur fatale, on entend une production de chaleur générée par un procédé, qui n'en constitue pas l'objectif premier, et qui, de ce fait, n'est pas nécessairement récupérée.

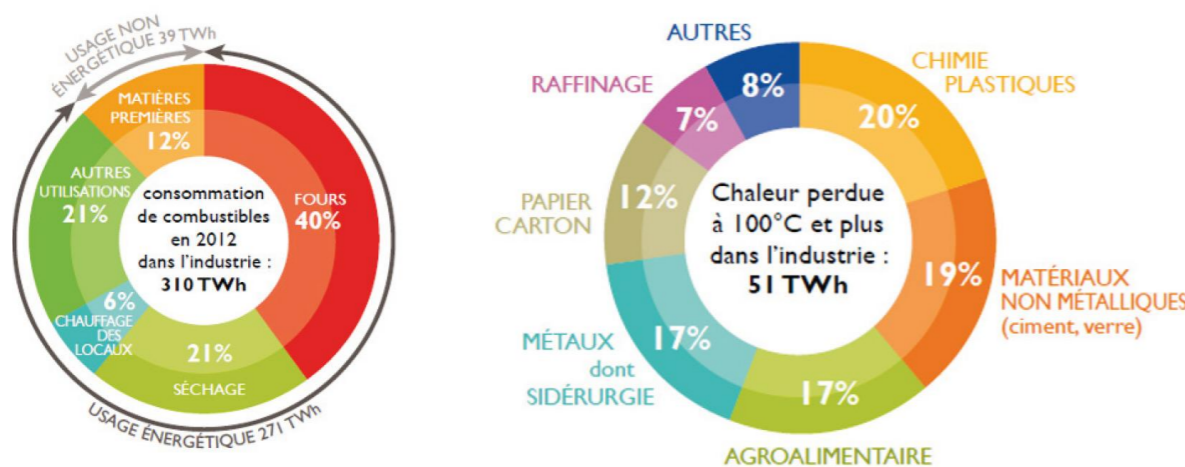
L'exploitation de cette énergie fatale consiste à capter puis transporter cette chaleur, qui serait perdue, pour favoriser son exploitation sous forme thermique. Dans un contexte de limitation progressive du recours aux ressources fossiles et de diminution des émissions de CO₂, la récupération et la valorisation de l'énergie fatale gaspillée dans certains processus constitue un objectif essentiel pour une utilisation plus rationnelle de l'énergie, conformément aux objectifs de la transition énergétique.

Les sources de chaleur fatale sont très diversifiées. Il peut s'agir de sites de production d'énergie (les centrales nucléaires), de sites de production industrielle, de bâtiments tertiaires d'autant plus émetteurs de chaleur qu'ils en sont fortement consommateurs comme les hôpitaux, de réseaux de transport en lieu fermé, ou encore de sites d'élimination comme les unités d'incinération de déchets. La chaleur fatale peut ainsi se présenter sous diverses formes de fluides : gaz, vapeurs, liquides.

Les principes d'exploitation de la chaleur fatale reposent soit sur le développement d'une PAC permettant une réutilisation énergétique sur site, soit sur le développement d'un réseau de chaleur ou de froid. Lorsque la chaleur fatale représente un potentiel énergétique important (température > 80°C), il existe des technologies d'échangeurs de chaleur qui permettent la production d'électricité.

Les secteurs d'activités les plus consommateurs d'énergie en France sont principalement les industries chimiques plastiques suivies par l'industrie agro-alimentaire et la sidérurgie. Ces industries sont les principales cibles pour une valorisation des rejets thermiques car l'essentiel de leurs usages sont énergétiques, importés et d'origine fossile (ADEME) et servent à alimenter à 61% fours et séchoirs.

Figure 33 Consommation de combustibles et chaleur perdue dans l'industrie



Définition du gisement local

Selon le PCAET du territoire de Dieppe Maritime, le Parc d'activité Eurochannel (situé à moins d'1km du site d'étude), avec son usine Toshiba, pourrait faire partie de la démarche de récupération de chaleur. En outre, depuis l'été 2017 l'usine Nestlé de la zone industrielle Louis Delaporte, situé 2,20 km au sud du projet Eurochannel III, a mis en service un échangeur de récupération. Cet échangeur réintroduit la chaleur dans une boucle d'eau et récupère 2500 kWh par an pour le fonctionnement de l'usine.

La ZAC Eurochannel III, extension du Parc d'activité Eurochannel, est quant à elle conçue pour pouvoir accueillir tout type d'entreprises, y compris des activités industrielles. La vocation de la ZAC la rend potentiellement intéressante à la récupération et à la valorisation de chaleur de processus industriels au sein des zones résidentielles environnantes.

Opportunités de développement de l'énergie de récupération dans le cadre du projet

Le parc d'activité Eurochannel et son extension par la ZAC Eurochannel III, présentent un potentiel intéressant de récupération et de valorisation de chaleur provenant des processus industriels. Toutefois, le développement de cette filière reste complexe sur ce projet du fait de l'absence de connaissance sur les futures activités ne permettant pas d'anticiper l'infrastructure de réseaux nécessaire au bon fonctionnement ultérieur.

Au regard des limites exposées ci-avant, cette filière semble peu envisageable à ce stade.

Le bilan avantages / inconvénients associé au développement de cette filière est détaillé dans le tableau suivant.

Figure 34 Opportunités de développement de la production énergétique à partir de la biomasse

Energie	Avantages	Inconvénients	Approche économique
Chaleur industrielle	<ul style="list-style-type: none"> Ressources gratuites Économies Installation évolutive 	<ul style="list-style-type: none"> Anticipation nécessaire Variété d'acteurs intervenant (générateurs de chaleur, exploitant de réseau, etc) 	<ul style="list-style-type: none"> Bon retour sur investissement Économies financières

Développement d'un réseau de chaleur

Principes associés au développement d'un réseau de chaleur

Un réseau de chaleur est un système de distribution de chaleur produite de façon centralisée, permettant de desservir plusieurs usagers. Il comprend une ou plusieurs unités de production de chaleur, un réseau de distribution primaire dans lequel la chaleur est transportée par un fluide caloporteur, et un ensemble de sous-stations d'échange, à partir desquelles les bâtiments sont desservis par un réseau de distribution secondaire.

Définition du gisement local

Le territoire de la Communauté d'agglomération Dieppe Maritime est actuellement desservi par le réseau de chaleur SODINEUF long de 4 km et géré par Dalkia. Il se situe dans le quartier de Neuville-lès-Dieppe au droit de la ville de Dieppe. Le réseau de chaleur existant est localisé sur le schéma suivant. Il se situe à environ 1 km du projet du Val d'Arquet Est (500m à vol d'oiseau). Le réseau de chaleur est principalement alimenté par de l'énergie fatale de récupération et accessoirement par du gaz (33,5%). Le taux d'EnR&R raccordé au réseau est donc de 66,5%. Cependant, son fort taux de gaz grève son facteur d'émission, estimé à 247 gCO₂e/kWh contre 52 pour le réseau électrique national.

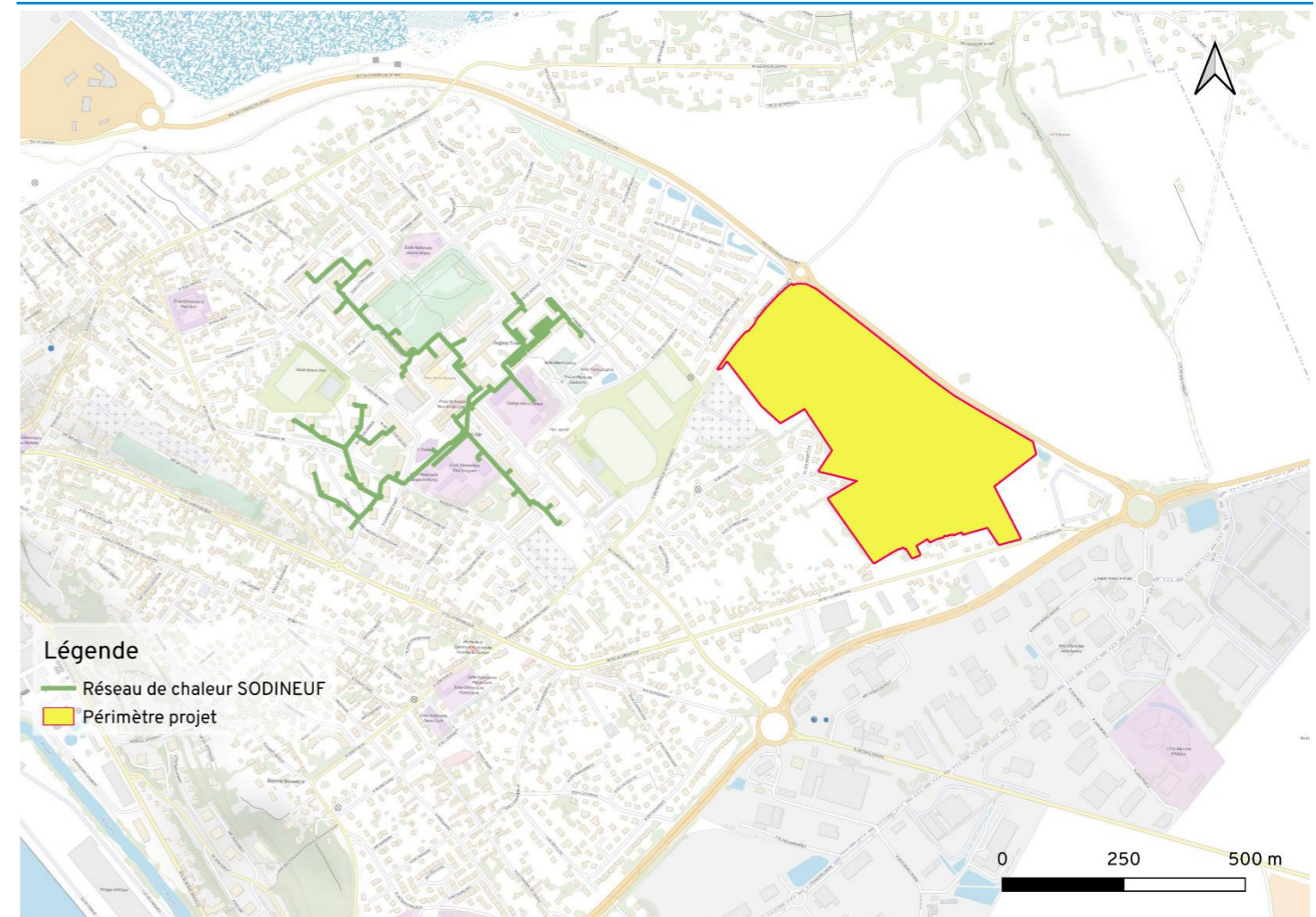
En outre, la création d'un nouveau réseau de chaleur est actuellement en projet sur la ville de Dieppe. Long de 23km, il engloberait le quartier de Neuville-lès-Dieppe et s'ajouterait aux 4km du réseau SODINEUF déjà présent dans le quartier. Ce projet consisterait en une chaufferie bois de 16 MW et en appoint/secours, une installation gaz de 40 MW. La chaufferie serait alimentée par 32 000 tonnes de bois par an. Le bois contenant environ 3000 kWh par tonne, cela représenterait un potentiel de production de 96 GWh/an, auxquels s'ajouteraient 10 GWh/an de production gaz. Compte tenu de la localisation et de la longueur du tracé projeté, il est envisageable d'y raccorder les futures constructions du projet du Val d'Arquet. Néanmoins ce réseau étant à l'état de projet, l'incertitude quant à sa réalisation reste forte. Ainsi, le raccordement du quartier à ce réseau hypothétique ne sera pas étudié dans la présente étude.

Figure 35 Caractéristiques du réseau de chaleur SODINEUF à Dieppe

Production	Réseau de chaleur urbain SODINEUF			Projet d'extension	
	Chaudière gaz	Chaleur récupérée	Chaudière Fioul	Chaudière bois	Chaudière gaz
Puissance installée	16,4MW	2,38MW	0,54MW	16 MW	40 MW
Taux d'ENR&R	66,5%			90,5 %	
Distribution	Eau chaude			Eau chaude	
Rendement	97%			Inconnu	
Sous-stations	35			99	

Chaleur livrée / produite	Chaleur produite : 10,4 GWh Chaleur livrée : 10,1 GWh	Estimation de chaleur produite : 106 GWh/an
Densité du réseau	2,5 MWh/ml	4,6 MWh/ml
Longueur du réseau	4km	23km

Figure 36 Localisation du réseau de chaleur SODINEUF à Dieppe



Potentiel de développement d'un réseau de chaleur dans le cadre du projet

La densité du réseau exprimée en MWh/mètre linéaire, est une donnée d'entrée essentielle dans l'étude d'opportunité car il est considéré qu'en dessous d'une densité thermique de 1,5 MWh/ml (limite basse de densité thermique), la viabilité économique du réseau est difficile à atteindre. Avec une valeur de densité supérieure à 2,5 MWh/ml, le réseau existant à DIEPPE semble viable énergétiquement.

Compte tenu de la distance qui sépare le réseau existante du périmètre de projet et des besoins énergétiques engendrés par la programmation, il est raisonnable de considérer que la densité énergétique suite à l'extension du réseau de chaleur resterait viable.

Cette solution apparaît d'autant plus intéressante une fois constaté que le réseau de chaleur existant est la propriété de 3F Normandie, aménageur partie prenante au présent projet. Les anticipations techniques et organisationnelles nécessaires au développement du réseau de chaleur pourraient ainsi être menées plus facilement.

Opportunités de développement d'un réseau de chaleur dans le cadre du projet

Energie	Avantages	Inconvénients	Approche économique
Réseau de chaleur	<ul style="list-style-type: none"> • Mutualisation de la production et donc réduction des GES • Densité énergétique importante • Puissance permettant d'intégrer la chaufferie dans un bâtiment (en sous-sol ou rez-de-chaussée) 	<ul style="list-style-type: none"> • Tissu urbain existant • Linéaire de conduite à créer • Faible besoin • Phasage à prendre en compte • Besoin d'espace pour implanter une chaufferie dans un bâtiment dédié 	<ul style="list-style-type: none"> • Mutualisation des investissements

2.5. Synthèse des opportunités de développement des ENR&R

Au regard de l'analyse détaillée dans la partie précédente, les opportunités de développement des ENR&R au sein du projet sur le secteur « Val d'Arquet Est » concernent principalement :

- L'énergie solaire thermique ;
- L'énergie solaire photovoltaïque ;
- L'aérothermie ;
- La biomasse-énergie ;
- Le réseau de chaleur urbain.

Ces filières, qui ont chacune leurs avantages et leurs inconvénients, offrent des domaines d'application différents. Elles sont synthétisées dans le tableau inséré en page suivante.

D'un point de vue opérationnel, le développement de ces filières devra être adapté aux besoins énergétiques qui sont identifiés dans le cadre de la phase 2 de cette étude.

Ainsi, ces sources d'énergie pourront être mobilisées pour répondre à tout ou partie des besoins en chaleur, en froid ou en électricité des constructions qui s'implanteront au sein de la zone d'activités ; elles pourraient également profiter aux constructions existantes en périphérie du projet.

Enfin, on précisera que leur mise en œuvre peut largement être optimisée en recherchant des solutions de mix énergétiques pouvant s'appuyer sur le développement des ENR&R en appoint d'une desserte par les réseaux classiques (électricité ou gaz) ou sur le développement d'un bouquet d'ENR&R compatibles et complémentaires.

Il convient avant tout de rappeler que la finalité de l'EFPDENR&R est de définir un cadre réaliste pour garantir le développement des ENR&R dans la mise en œuvre du projet Val d'Arquet Est. Pour cela, elle s'appuie sur les résultats de l'étude d'opportunité qui permettent d'identifier les filières énergétiques les mieux adaptées au contexte de développement du projet. Il s'agit de l'objet de la présente étude.

L'EFPDENR&R doit également s'appuyer sur une étude de faisabilité technique et économique basée sur une analyse précise du potentiel de développement des ENR au sein du projet, répondant aux objectifs fixés ci-avant, et adaptée aux futures constructions et à leurs besoins spécifiques en énergie. Ces éléments étant essentiels à la finalisation de l'EFPDENR&R, ils sont abordés dans les parties suivantes.

Energie	Avantages	Inconvénients	Approche économique	Production	Echelle d'application	Pertinence pour le projet
Solaire thermique	<ul style="list-style-type: none"> Énergie gratuite et sans dégagement de pollution atmosphériques Capteurs solaires thermiques particulièrement adaptés à des besoins en chaleurs importants et réguliers 	<ul style="list-style-type: none"> Caractère saisonnier de l'énergie produite Contraintes paysagères Rendements très influencés par l'orientation et l'inclinaison des panneaux, ainsi que par les phénomènes d'ombrage 	<ul style="list-style-type: none"> Technique éprouvée et performante tant du point de vue économique qu'environnemental Coûts d'entretien et de maintenance faibles 	Chaleur consommée sur site (ECS et chauffage)	Bâtiment	Solution technique envisageable sur ce projet à l'échelle des bâtiments
Solaire photovoltaïque	<ul style="list-style-type: none"> Énergie gratuite et sans dégagement de pollution atmosphériques 		<ul style="list-style-type: none"> Revente de l'électricité produite Coûts d'entretien et de maintenance faibles 	Electricité injectée dans le réseau ou consommée tout de suite	Bâtiment	Solution technique envisageable sur ce projet à l'échelle des bâtiments
Aérothermie	<ul style="list-style-type: none"> Ressource gratuite Utilisation mixte production de chaleur ou de froid (rafraîchissement des bâtiments en été) Faible impact paysager 	<ul style="list-style-type: none"> Nuisance sonore potentielle liée au fonctionnement des PAC Risques de pollution en fonction du fluide caloporteur présent dans les PAC Air/Eau Surface de terrain importante pour le développement d'un puits canadien Capacité de production assez faible 	<ul style="list-style-type: none"> Investissement faible 	Chaleur ou froid consommé sur place	Bâtiment	Solution technique envisageable sur ce projet à l'échelle des bâtiments
Biomasse	<ul style="list-style-type: none"> Ressources biomasse suffisamment disponible localement pour répondre aux besoins de chaleurs Valorisation possible en chaleur ou en cogénération Installation évolutive 	<ul style="list-style-type: none"> Insertion paysagère Risques de pollution atmosphérique Nuisances liées à l'approvisionnement et à la combustion Emprise potentiellement importante selon les besoins énergétiques à couvrir (contraintes de stockage) 	<ul style="list-style-type: none"> Investissement modéré Aides dans le cadre du plan Bois Énergie Coûts d'entretien et de fonctionnement variables Revente de l'électricité produite si développement d'une cogénération 	Chaleur consommée sur site et si cogénération, consommation électrique sur site ou injection au réseau	Quartier	Solution technique possible à l'échelle du projet
Réseau de chaleur	<ul style="list-style-type: none"> Mutualisation de la production et donc réduction des GES Densité énergétique importante Puissance permettant d'intégrer la chaufferie dans un bâtiment (en sous-sol ou rez-de-chaussée) 	<ul style="list-style-type: none"> Tissu urbain existant Linéaire de conduite à créer Faible besoin Phasage à prendre en compte Besoin d'espace pour implanter une chaufferie dans un bâtiment dédié 	<ul style="list-style-type: none"> Mutualisation des investissements 	Chaleur (ECS et chauffage)	Zone urbaine	Solution technique envisageable à l'échelle de la zone urbaine incluant le quartier des Eglantines

3. ETAPE 2 – PREPARATION A L'ETUDE DE FAISABILITE

3.1. Préambule

3.1.1. Objectifs et méthode

Cette seconde étape de l'EFPDENR&R a pour objectif d'identifier le(s) meilleur(s) scénario(s), c'est-à-dire les solutions mobilisant les EnR et présentant le meilleur bilan.

Afin d'aboutir à l'émergence d'une stratégie énergétique viable à ce stade du projet, le but ici est d'évaluer la faisabilité du principal scénario retenu. La première étape de cette étude de faisabilité consiste donc à évaluer les besoins énergétiques futurs du quartier pour ensuite calculer dans quelle mesure le déploiement des énergies renouvelables permettrait de couvrir ces besoins identifiés, au travers du scénario proposé.

Concernant l'estimation des besoins énergétique du projet, il est indispensable de rappeler qu'à ce stade, même si des éléments de programmation ont d'ores et déjà été définis, ils sont susceptibles d'évoluer de manière plus ou moins notable dans les phases de conception à venir. Ce paramètre constitue un premier facteur d'incertitude dans l'évaluation des besoins énergétiques du projet à terme.

Un second facteur est également à prendre en compte : il s'agit de l'horizon projeté pour la finalisation du projet. Et à ce propos, il est rappelé ici que l'opération d'aménagement vise aujourd'hui un objectif de fin de travaux à l'horizon 2030, soit une durée de mise en œuvre de l'ordre de 5 ans (2026-2030). Les ratios en termes de besoins énergétiques qui dépendent à la fois des comportements de la population, du type d'activités installé sur le projet, des moyens de constructions employés pour les nouveaux bâtiments en termes d'isolations, ... sont donc amenés à évoluer sensiblement d'ici 2030. Ce paramètre associé à la durée de mise en œuvre du projet constitue donc un second facteur d'incertitude.

Malgré tout, des hypothèses doivent nécessairement être prises en considération et s'appuient sur l'état des connaissances actuelles que ce soit vis-à-vis de la programmation du projet (programmation retenue en mars 2025) mais aussi en matière de consommations énergétiques.

De la même manière l'évaluation du coût financier et environnemental des scénarios retenus repose sur les données connues au moment de la réalisation de la présente étude. L'évolution de ces coûts aux horizons 2035 et 2050 constitue un troisième paramètre d'incertitude pour mener à bien l'analyse comparative.

3.1.2. Hypothèses

Programmation

Comme évoque en introduction, le projet prévoit la création de 815 logements dans un premier temps. La résidence mobilité liée au projet EPR 2 de Penly sera ensuite transformée en logement locatifs sociaux (de 360 logements T1 à 134 logements de typologies variées), pour aboutir in fine à 589 logements, en compatibilité avec le PLU.

Au total ce sont 3 100 m² de SDP en maisons individuelles et 44 350 m² de SDP en logements collectifs qui seront créés.

Ratios de consommations énergétique

S'agissant d'un projet d'aménagement s'établissant une zone non urbanisée et non aménagée aujourd'hui, les consommations énergétiques actuelles du site sont considérées comme nulles.

Par ailleurs, le projet visant la création d'un quartier résidentiel, les typologies de bâtiments associées sont soumises à la RE2020.

Dès lors, pour estimer les besoin énergétiques du projet à terme, nous recourons aux valeurs seuils de consommation énergétique fixées par cette réglementation

Figure 38 Hypothèses de besoin énergétique des bâtiments résidentiels

Typologie de bâtiments (seuil CEP RE2020)	Besoin en chauffage / ECS (kWhep/an)	Besoin en électricité (kWhep/an)
Maison individuelle (75 kWhep/an)	60	15
Logement collectif (85 kWhep/an)	68	17

3.2. Estimation des besoins énergétiques futurs

En croisant les hypothèses de consommation et de superficie de la typologie de bâtiment projetée, il est possible d'estimer les besoins énergétiques futurs de la zone.

Figure 39 Estimation des besoins énergétiques, exprimés en énergie finale

Besoins annuels en chauffage / ECS	$3\,100\text{ m}^2 \times 60\text{ kWhEF/m}^2/\text{an} + 44\,350\text{ m}^2 \times 68\text{ kWhEF/m}^2/\text{an}$ = 3 201 800 kWhep
Besoins annuels en électricité	$3\,100\text{ m}^2 \times 15\text{ kWhEF/m}^2/\text{an} + 44\,350\text{ m}^2 \times 17\text{ kWhEF/m}^2/\text{an}$ = 800 450 kWhep

Figure 40 Estimation des besoins énergétiques, exprimés en énergie primaire

Besoins chauffage/ECS convertis en Energie primaire	3 201 800 kWhEP/an soit 3,2 GWh
Besoin en électricité converti en énergie primaire	800 450 kWhEP/an soit 0,8 GWh

Cette analyse permet de considérer que, sur la base des hypothèses retenues, les besoins énergétiques du projet du Val d'Arquet Est seront d'environ 4 GWh/an d'énergie primaire.

3.3. Stratégie énergétique retenue pour le projet

Comme nous l'avons indiqué en préambule de ce chapitre, cette étude constitue une première approche dans le cadre de l'étape 2 de l'EFPDENR&R. À ce titre, elle constitue un support à l'approfondissement de la démarche de développement des ENR&R dans le cadre de la réalisation du projet d'aménagement du Val d'Arquet (étude de faisabilité technique et économique). Il convient avant tout de préciser que l'EFPDENR&R nécessite une adaptation au contexte territorial, technique et économique du projet et qu'elle ne doit pas desservir la finalité du projet en termes de développement urbain.

Aussi, dans la mesure où le projet repose sur de grandes orientations d'aménagement, il apparaît plus approprié que la finalisation de l'EFPDENR&R (poursuite de l'étape 2) soit effectuée en parallèle des études de conception et de programmation ultérieures. En effet, cette solution permet d'optimiser les choix énergétiques en fonction des besoins spécifiques des aménagements projetés.

3.3.1. Scénario proposé

Pour rappel, les besoins énergétiques du site sont estimés à 3,2 GWh de chaleur/ECS et 0,8 GWh d'électricité.

Concernant les besoins électricité, la solution qui s'avère être la plus adaptée pour le site est le recours à des systèmes de production solaires photovoltaïques et en appoint au réseau électrique national.

Concernant les besoins en chaleur/ ECS, les solutions les plus appropriées consistent à mobiliser différentes solutions ENR selon les typologies de bâtiments approvisionnées. Deux alternatives se dégagent alors :

- Le raccordement au réseau de chaleur pour les bâtiments de logement collectif les plus importants (27 800 m² de SDP) et l'installation de système PAC Air / Air avec ballons thermodynamiques (CET) pour le reste des logements – **RCU+PAC/CET**
- Le déploiement d'un réseau de chaleur interne au quartier, alimentant les bâtiments collectifs les plus importants (27 800 m² de SDP) grâce à une chaufferie biomasse centralisée et l'installation de systèmes PAC Air / Air avec ballons thermodynamiques (CET) pour le reste des logements – **BIOM+PAC/CET**

Le scénario ENR complet consiste alors en la combinaison de l'approche électrique aux approches alternatives chaleur / ECS. Les deux variantes du scénario ENR seront donc désignées comme suit :

- **PV/RES-RCU+PAC/CET** : scénario ENR combinant l'approche photovoltaïque et le recours au réseau pour les besoins en électricité avec le raccordement au réseau de chaleur, complété par des pompes à chaleur et chauffe-eau thermodynamiques pour les besoins en chaleur / ECS

- **PV/RES-BIOM+PAC/CET** : scénario ENR combinant l'approche photovoltaïque et le recours au réseau pour les besoins en électricité avec l'installation de chaufferie biomasse à l'échelle du bâtiment, complété par des pompes à chaleur et chauffe-eau thermodynamiques pour les besoins en chaleur / ECS.

Production de chaleur / ECS

Les besoins en chaleur du futur quartier sont estimés à 3,2 GWh. 27 800 des 47 450 m² de SDP créés (soit 60% environ) verront leurs besoins couverts, selon le scénario, par raccordement au réseau de chaleur ou par des chaufferies biomasses. On peut donc considérer que cela représente 60% des 3,2 GWh de besoin chaleur / ECS, soit 1,9 GWh. Les 1,3 GWh restant seront couverts par des systèmes de PAC (pompes à chaleur) Air / Air associés à des chauffe-eau thermodynamiques (CET).

Scénario de raccordement au réseau de chaleur (RCU+PAC/CET)

Logements raccordés au réseau de chaleur

Compte tenu de l'incertitude tenant à la réalisation d'un nouveau réseau de chaleur projeté sur la commune de Dieppe, le scénario de raccordement au RCU se basera sur les caractéristiques du réseau SODINEUF existant.

Le RCU existant produit aujourd'hui 10 400 MWh par an, 33,5 % étant issu du gaz et 66,5% issu de chaleur récupérée. Avec une puissance installée au gaz de 16,4 MW et une puissance installée de récupération de 2,38 MW, le temps de fonctionnement annuel de ces systèmes est respectivement de 212 h/an pour la chaudière gaz et 2 903 h/an pour le système de récupération. 10 100 MWh ont été livrés en 2023 soit un rendement de 97%. Pour assurer les 1,9 GWh recherchés et en maintenant la même puissance installée pour limiter l'augmentation des coûts, la seule variable d'ajustement est le temps de fonctionnement des installations. Considérant que l'installation de récupération fonctionne déjà à plein régime, seule la chaudière gaz pourrait voir son temps de fonctionnement augmenté. Pour atteindre les 1,9 GWh livrés avec un rendement de 97 %, le temps de fonctionnement de la chaudière gaz devra être de 333 heures par an contre 212 heures par an aujourd'hui.

L'analyse du tracé du réseau existant permet d'estimer que le raccordement du quartier du Val d'Arquet Est nécessitera une extension d'environ 1,7 km. Avec une densité linéaire initiale de 2,5 MW/ml, une extension du réseau SODINEUF de 1,7 km pour desservir 1,9 GWh supplémentaire au quartier du Val d'Arquet abaissera cette densité linéaire à 2,1 MW/ml soit une valeur qui reste bien au-dessus du seuil de viabilité.

D'après les données bibliographiques disponibles (ADEME) les coûts d'investissement (CAPEX) et les coûts opérationnels (OPEX) de l'extension d'un réseau de chaleur sont les suivants :

Figure 41 CAPEX & OPEX – Raccordement au réseau de chaleur

Coûts d'une extension de réseau de chaleur			
Extension d'un réseau de chaleur	CAPEX réseau	460	€/ml
	OPEX réseau	6,2	€/MWh

En rapportant ces valeurs à la production visée et la longueur de l'extension nécessaire, on obtient une estimation de **808 539 € en CAPEX** et **12 152 € par an d'OPEX**.

Compte tenu de l'augmentation du temps de fonctionnement de la chaudière gaz, le mix énergétique du réseau verra sa part de gaz augmenter pour atteindre 44 %, l'énergie récupération passant ainsi à 56 %. En faisant l'hypothèse que la récupération de l'énergie fatale est gratuite, le coût d'approvisionnement du réseau réside principalement dans le coût d'approvisionnement en gaz. Avec un rendement actuel de 97% la production de chaleur du réseau devra être de 1,96 GWh pour alimenter les 1,9 GWh du quartier. Ainsi 44 % des 1,96 GWh produits le seront à partir de gaz soit 864 MWh. Au prix du gaz au premier trimestre 2024, (68€/MWh, hors taxes) l'approvisionnement annuel du réseau s'élèverait donc à **58 768 €** par an.

Logements alimentés par des systèmes PAC associés à des chauffe-eau thermodynamiques

Pour rappel, les besoins en chaleur / ECS du quartier, non couverts par le réseau de chaleur, représentent 1,3 GWh. 88% de ce volume soit 1,15 GWh est lié au besoin en chaleur et sera couvert par des systèmes PAC Air / Air. Le reste, soit 0,15 GWh, est lié au besoin en ECS et sera couvert par des systèmes de chauffe-eau thermodynamiques (CET).

D'après les données bibliographiques disponibles (ADEME) les coûts d'investissement (CAPEX) et les coûts opérationnels (OPEX) des systèmes précités sont les suivants :

Figure 42 CAPEX & OPEX - PAC AIR/AIR et chauffe-eau thermodynamiques

Coûts des systèmes PAC Air / Air et CET				
PAC Air / Air	CAPEX	0,59 €/kWh	1150 MWh	680 064 €
	OPEX	0,015 €/kWh	COP 3 = 383 MWh	16 407 €
CET	CAPEX	1,21 €/kWh	150 MWh	181 132 €
	OPEX	0,04 €/kWh	COP 2,25 = 66,7 MWh	5 292 €

Au total cela représenterait **861 196 € de CAPEX** et **21 699 € par an d'OPEX**.

Pour fonctionner ces systèmes doivent être alimentés en électricité. Avec un coefficient de performance de 3, les systèmes PAC Air / Air produisent 3 kWh thermiques à partir d'un kWh électrique. Les CET bénéficient quant à eux d'un COP de 2,25. Au prix de l'électricité au premier trimestre 2024 (172 €/MWh, hors taxes) et rapporté à la consommation d'électricité nécessaire

pour couvrir le besoin estimé en chaleur et ECS, le montant annuel des dépenses en électricité serait de **77 400 €**

Comparaison au scénario de référence

Au total, le scénario combinant raccordement au réseau de chaleur existant et production de chaleur / ECS par des systèmes PAC et CET représentent les coûts suivants :

Figure 43 Coûts du scénario RCU+PAC/CET

Système	CAPEX (€)	OPEX (€/an)	Approvisionnement en énergie (€/an)
RCU	808 539 €	12 152 €	58 768 €
PAC Air / Air	680 064 €	16 407 €	65 933 €
CET	181 132 €	5 292 €	11 467 €
Total	1 669 735 €	33 851 €	136 168 €

Pour mettre en perspective ces résultats on peut les comparer avec des hypothèses reposant sur la couverture des besoins en chaleur / ECS par le recours au réseau de gaz ou au réseau électrique. Les prix du gaz et de l'électricité sur la marché au premier trimestre 2024 en France étaient de respectivement 68€/MWh et 172€/MWh (en moyenne, hors taxe). En appliquant ces valeurs de prix aux consommations projetées pour le projet on obtient les coûts suivants :

Figure 44 Coûts de la couverture des besoins en chaleur du projet par le gaz et l'électricité

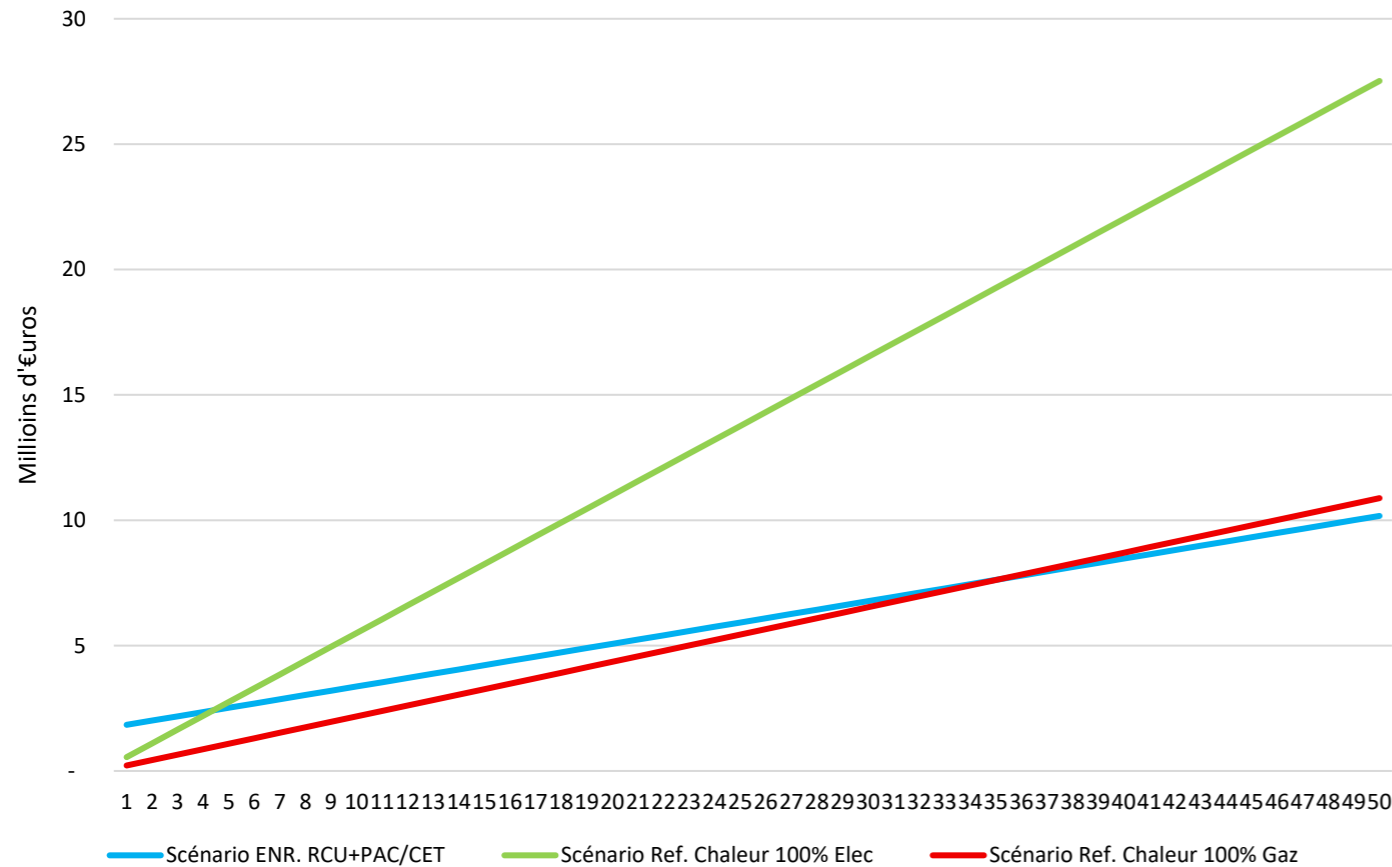
Énergie	Prix	Production	Coût (€/an)
Gaz	68 €/MWh	3200 MWh	217 600 €
Electricité	172 €/MWh		550 400 €

Il est important de noter que les systèmes PAC et CET bénéficient d'une durée de vie d'environ 20 ans. Passé cette échéance il peut s'avérer nécessaire de renouveler le matériel. Pour intégrer cette hypothèse de renouvellement, nous faisons le choix de réintroduire les CAPEX des PAC et CET tous les 20 ans.

La comparaison permet de constater que pour couvrir les besoins en chaleur, la solution RCU+PAC/CET serait plus rentable que la solution 100 % électrique au bout de 4 à 5 ans mais resterait moins rentable que la solution 100% gaz en raison de coûts d'investissement importants et répétés durant la vie de l'installation (identifiables au sursauts de la courbe bleue). Cependant et malgré des surcoûts périodiques importants, le bilan de la solution RCU+PAC/CET tend à se rapprocher du bilan de la solution gaz à terme. Au bout de 40 ans, le scénario RCU+PAC/CET est

ainsi plus couteux de seulement **5 934 286 €** par rapport au scénario gaz mais permettrait d'économiser près de **9 495 817 € par rapport au scénario électrique.**

Figure 45 Projections comparées des coûts des solutions de couverture des besoins en chaleur



*Ces projections ne prennent pas en compte les potentielles évolutions futures du prix de l'énergie (pouvant faire varier les coûts des trois scénarios)

Cette solution apporte également des bénéfices du point de vue des émissions de GES. En rapportant la quantité de chaleur projetée aux facteurs d'émissions des différents modes de production mis en avant, on peut estimer les émissions engendrées par les différentes solutions. Les facteurs d'émissions du gaz et de l'électricité sont indiqués dans le tableau suivant.

Figure 46 Facteurs d'émissions des sources d'approvisionnement énergétique (gCO2e/kWh)

RCU SODINEUF	Électricité	Gaz
315	52	243

Le facteur d'émission du RCU SODINEUF, avec un mix énergétique renforcé en gaz, est calculé en extrapolant le facteur d'émissions actuel par l'augmentation de la part de gaz. Les facteurs d'émissions de l'électricité (réseau national) et du gaz sont donnés par l'ADEME et sa base Empreinte.

Le scénario RCU+PAC/CET mobilise le RCU SODINEUF (alimenté en gaz) et des systèmes PAC et CET. Pour rappel les systèmes PAC mobilisent de l'énergie électrique pour fonctionner avec un rapport de 1 kWh électrique consommé pour 3 kWh thermiques produits. Il en est de même

pour les CET avec un ratio de 2,25 kWh thermiques produits pour 1 kWh électrique consommé. Le facteur d'émissions des systèmes PAC et CET peuvent être calculés en divisant le facteur d'émissions de l'électricité par le coefficient de performance de chaque système.

En rapportant ces facteurs d'émissions à la quantité d'énergie produite, on obtient les résultats suivants :

Figure 47 Estimation des émissions annuelles des sources d'approvisionnement (tCO2e/an)

Scénario	Systèmes	FE Système (gCO2e/kWh)	Production énergie annuelle (GWh/an)	Q.CO2e système (tCO2e/an)	Q.CO2e scénario (tCO2e/an)
Scénario RCU + PAC/CET	RCU	315	1,9	599	622
	PAC	17,3	1,15	19,9	
	CET	23,1	0,15	3,5	
Scénario 100% gaz	Gaz	243	3,2	777,6	777,6
Scénario 100% électricité	Électricité	52	3,2	166,4	166,4

On peut ensuite projeter ces quantités d'émissions annuelles à différentes échelles temporelles :

Figure 48 Projection des émissions des différentes solutions d'approvisionnement en chaleur (tCO2e)

Années	Scénario RCU + PAC/CET	Électricité	Gaz
t+10	6 219	7 776	1 664
t+25	15 548	15 552	3 328
t+50	31 095	31 104	6 656

Scénario de déploiement du réseau de chaleur interne alimenté par une chaufferie biomasse (BIOM+PAC/CET)

Logements alimentés par le réseau de quartier et sa chaufferie biomasse

Pour rappel, cette solution a pour but de couvrir 1,9 des 3,2 GWh de besoin énergétique en chaleur / ECS estimé pour le quartier du Val d'Arquet Est. L'installation de chaufferie biomasse a pour but de fournir une énergie décarbonée produite au sein d'une installation mutualisée au plus proche des lieux de consommation.

20 bâtiments seront alimentés par ces chaufferies pour un total de 1,9 GWh ce qui représente un volume d'environ 95 MWh par an par bâtiment. Pour assurer ce besoin, en prenant l'hypothèse d'une durée de fonctionnement annuel de 2 400 heures et un rendement de 87% la puissance cumulée des chaufferies biomasse installées devrait être de 910 kW pour une quantité d'énergie produite d'environ 2 184 MWh.

D'après les données bibliographiques disponibles (ADEME) les coûts d'investissement (CAPEX) et les coûts opérationnels (OPEX) d'une chaufferie biomasse d'une puissance unitaire < 1 MW raccordée à un réseau de chaleur sont les suivants :

Figure 49 Coûts d'un système de chaufferie biomasse collective

Coûts d'un réseau de chaleur biomasse à l'échelle du quartier			
Création d'un réseau de chaleur de quartier	CAPEX Chaufferie	1690	€/kW
	OPEX Chaufferie	92	€/kW.an
	CAPEX réseau	325	€/ml
	OPEX réseau	6,2	€/MWh

Rapporté à la puissance installée et à la quantité d'énergie produite, cela représente **1 889 439 € de CAPEX** et **97 261 € par an d'OPEX**.

Les données de l'association Biomasse Normandie permettent de constater que la principale ressource de bois-énergie consommée en Seine-Maritime est la plaquette forestière (75% du total). D'après l'étude de l'ADEME sur le cout des énergies renouvelables, le prix de ce combustible associé à la puissance de l'installation (< 1MW) est de 56,3 € par MWh. Pour assurer 1 900 MWh par an de livraison avec un rendement de 87%, la production de chaleur doit être de 2 184 MWh. En rapportant le prix de la plaquette forestière à cette quantité d'énergie produite, le cout de l'approvisionnement en biomasse est estimé à **122 959 € par an**.

Logements alimentés par des systèmes PAC associés à des chauffe-eau thermodynamiques

L'approche est exactement la même que pour la solution RCU + PAC/CET.

Comparaison au scénario de référence

Au total, le scénario ENR combinant installation de chaufferie biomasse à l'échelle des bâtiments et production de chaleur / ECS par des systèmes PAC et CET représentent les couts suivants :

Figure 50 Coûts du scénario BIOM+PAC/CET

Système	CAPEX (€)	OPEX (€/an)	Approvisionnement en énergie (€/an)
BIOM	1 889 439 €	97 261 €	122 959 €
PAC Air / Air	680 064 €	16 407 €	65 933 €
CET	181 132 €	5 292 €	11 467 €
Total	2 750 635 €	118 960 €	200 359 €

Pour mettre en perspective ces résultats on peut les comparer avec des hypothèses reposant sur la couverture des besoins en chaleur / ECS par le recours au réseau de gaz ou au réseau électrique. Les prix du gaz et de l'électricité sur la marché au premier trimestre 2024 en France étaient de respectivement 68€/MWh et 172€/MWh (en moyenne, hors taxe). En appliquant ces valeurs de prix aux consommations projetées pour le projet on obtient les coûts suivants :

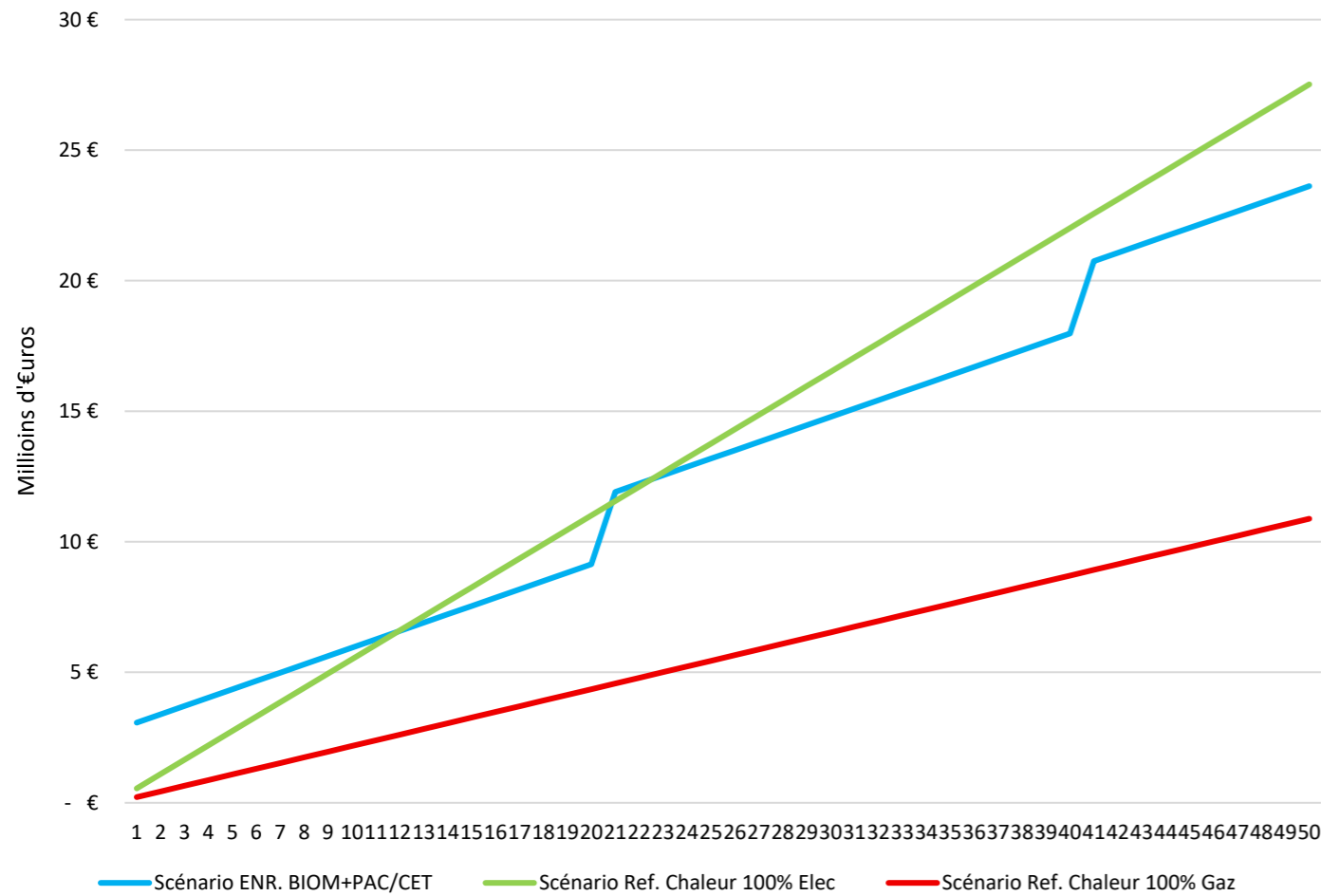
Figure 51 Coûts de la couverture des besoins en chaleur du projet par le gaz et l'électricité

Énergie	Prix	Production	Coût (€/an)
Gaz	68 €/MWh	3200 MWh	217 600 €
Electricité	172 €/MWh		550 400 €

Il est important de noter que les chaufferies biomasse et les systèmes PAC/CET bénéficient d'une durée de vie d'environ 20 ans. Passé cette échéance il peut s'avérer nécessaire de renouveler le matériel. Pour intégrer cette hypothèse de renouvellement, nous faisons le choix de réintroduire les CAPEX des chaufferies biomasse et des PAC/CET tous les 20 ans.

La comparaison permet de constater que, pour couvrir les besoins en chaleur, la solution BIOM+PAC/CET serait plus rentable que la solution électrique au bout de 10 à 11 ans mais resterait moins rentable que la solution gaz en raison de coûts d'investissement importants et répétés durant la vie de l'installation (identifiables aux sursauts de la courbe bleue). Contrairement à la solution RCU+PAC/CET, les investissements ponctuels mais répétés ne sont pas rattrapés dans le temps par des couts d'exploitation et d'approvisionnement faibles. Au contraire l'écart avec le scénario gaz tend à se creuser avec le temps. Au bout de 40 ans, le scénario BIOM+PAC/CET est ainsi **plus coûteux de 9 570 035 € par rapport au scénario gaz** mais permettrait **d'économiser près de 3 741 965 € par rapport au scénario électrique**.

Figure 52 Projections comparées des coûts des solutions de couverture des besoins en chaleur



*Ces projections ne prennent pas en compte les potentielles évolutions futures du prix de l'énergie (pouvant faire varier les coûts des trois scénarios)

Cette solution apporte également des bénéfices du point de vue des émissions de GES. En rapportant la quantité de chaleur projetée aux facteurs d'émissions des différents modes de production mis en avant, on peut estimer les émissions engendrées par les différentes solutions. Les facteurs d'émissions du gaz et de l'électricité sont indiqués dans le tableau suivant.

Figure 53 Facteurs d'émissions des sources d'approvisionnement énergétique (gCO2e/kWh)

Chaufferie biomasse	Électricité	Gaz
21	52	243

Les facteurs d'émissions d'un réseau de chaleur biomasse, de l'électricité (réseau national) et du gaz sont donné par l'ADEME et sa base Empreinte.

Le scénario BIOM+PAC/CET mobilise le RCU SODINEUF (alimenté en gaz) et des systèmes PAC et CET. Pour rappel les systèmes PAC mobilisent de l'énergie électrique pour fonctionner avec un rapport de 1 kWh électrique consommé pour 3 kWh thermiques produits. Il en est de même pour les CET avec un ratio de 2,25 kWh thermiques produits pour 1 kWh électrique consommé.

Le facteur d'émissions des systèmes PAC et CET peuvent être calculés en divisant le facteur d'émissions de l'électricité par le coefficient de performance de chaque système.

En rapportant ces facteurs d'émissions à la quantité d'énergie produite, on obtient les résultats suivants :

Figure 54 Estimation des émissions annuelles des sources d'approvisionnement

Scénario	Sytèmes	FE Système (gCO2e/kWh)	Production énergie	Q. CO2e système	Q. CO2e scénario
Scénario BIOM + PAC/CET	BIOM	21,0	1,9	40	63,3
	PAC	17,3	1,2	19,9	
	CET	23,1	0,2	3,5	
Scénario 100% gaz	Gaz	243	3,2	777,6	777,6
Scénario 100% électricité	Électricité	52	3,2	166,4	166,4

On peut ensuite projeter ces quantités d'émissions annuelles à différentes échelles temporelles :

Figure 55 Projection des émissions des différentes solutions d'approvisionnement en chaleur (tCO2e)

Années	Scénario BIOM + PAC/CET	Électricité	Gaz
t+10	633	1 664	7 776
t+25	1 583	3 328	15 552
t+50	3 165	8 320	38 880

Production d'électricité

Les besoins en électricité du futur quartier sont estimés à 0,8 GWh par an.

2 sources d'approvisionnement sont proposées dans le présent scénario, une partir de l'électricité provenant du réseau et l'autre provenant d'installations photovoltaïques (PV) en toiture.

Nous allons dans un premier temps dimensionner la capacité de production photovoltaïque pour ensuite en faire découler la quantité d'énergie tirée depuis le réseau électrique national.

Nous prenons d'abord la même hypothèse que dans l'étude d'analyse de l'empreinte carbone du projet d'aménagement du Val d'Arquet Est, soit que 30% des surfaces de toiture des principaux bâtiments de logement collectifs (27 800 m² de SDP, 9 110 m² d'emprise au sol) seront équipées

en panneaux solaires PV. En considérant que la surface de toiture des bâtiments est équivalente à 80% de leur emprise au sol, on obtient un total de surface de toiture de 7 288 m². En accord avec l'hypothèse précitée, nous conservons 30% de cette surface de toiture pour obtenir une surface d'installation PV de 2 733 m². Sur la base d'un panneau solaire de capacité de production unitaire de 445 Wc et d'une dimension de 2m², la surface disponible permettrait d'installer 1 367 panneaux pour une puissance de 608 kWc. Le facteur de charge des installations photovoltaïques en toiture est estimé entre 10 et 11 % pour la Normandie, ce qui équivaut à un fonctionnement nominal pendant environ 975 heures par an. En multipliant la puissance installée par le temps de fonctionnement nominal, on obtient la quantité d'énergie potentiellement produite par l'installation soit 593 MWh, ce qui représente 74% du besoin énergétique en électricité estimé pour le projet.

Puisqu'il ne s'agira pas d'une seule installations mais de plusieurs installations réparties sur un ensemble de bâtiments, nous pouvons rapporter la surface totale d'installation (2 733) au nombre de bâtiments (20) pour obtenir la surface moyenne d'installation PV et donc la puissance moyenne installée par bâtiment. Sans prendre en compte la différence de surface entre chaque bâtiment, la puissance installée moyenne serait de 30,4 kWc.

L'étude de l'ADEME sur l'évolution des coûts des énergies renouvelables mentionne les installations de 3 à 9 kWc, de 9 à 36 kWc et de 36 à 100 kWc mais ne fournit des données que pour les premières et les dernières. Nous faisons donc le choix d'assimiler les installations projetées dans le cadre du présent scénario à des installations PV en toiture de 36 à 100 kWc.

D'après les données bibliographiques disponibles (ADEME), les CAPEX et OPEX des installations solaires PV de 36 à 100 kWc en toiture sont les suivants :

Figure 56 CAPEX & OPEX - PV Toiture 36 à 100 kWc

Coûts d'une installation PV en toiture de 36 à 100 kWc		
Solaire PV	CAPEX	1 115 € /kWc
	OPEX	28 € /kWc.an

En rapportant ces valeurs à la puissance visée (608 kWc) on obtient une estimation de **678 023 € en CAPEX** et **17 027 € par an en OPEX**.

Il est utile de rappeler que la capacité de production des panneaux solaires se dégrade avec le temps pour atteindre environ 90% de sa capacité initiale à t-25. Les installations solaires produiront donc moins d'énergie avec le temps et la quantité d'énergie tirée depuis le réseau en sera proportionnellement augmentée. A T-1, 593 MWh seront produits par les installations solaire et 207 seront tirées depuis le réseau électrique national. A t-25, ce seront désormais 261 MWh qui seront tirés depuis le réseau électrique.

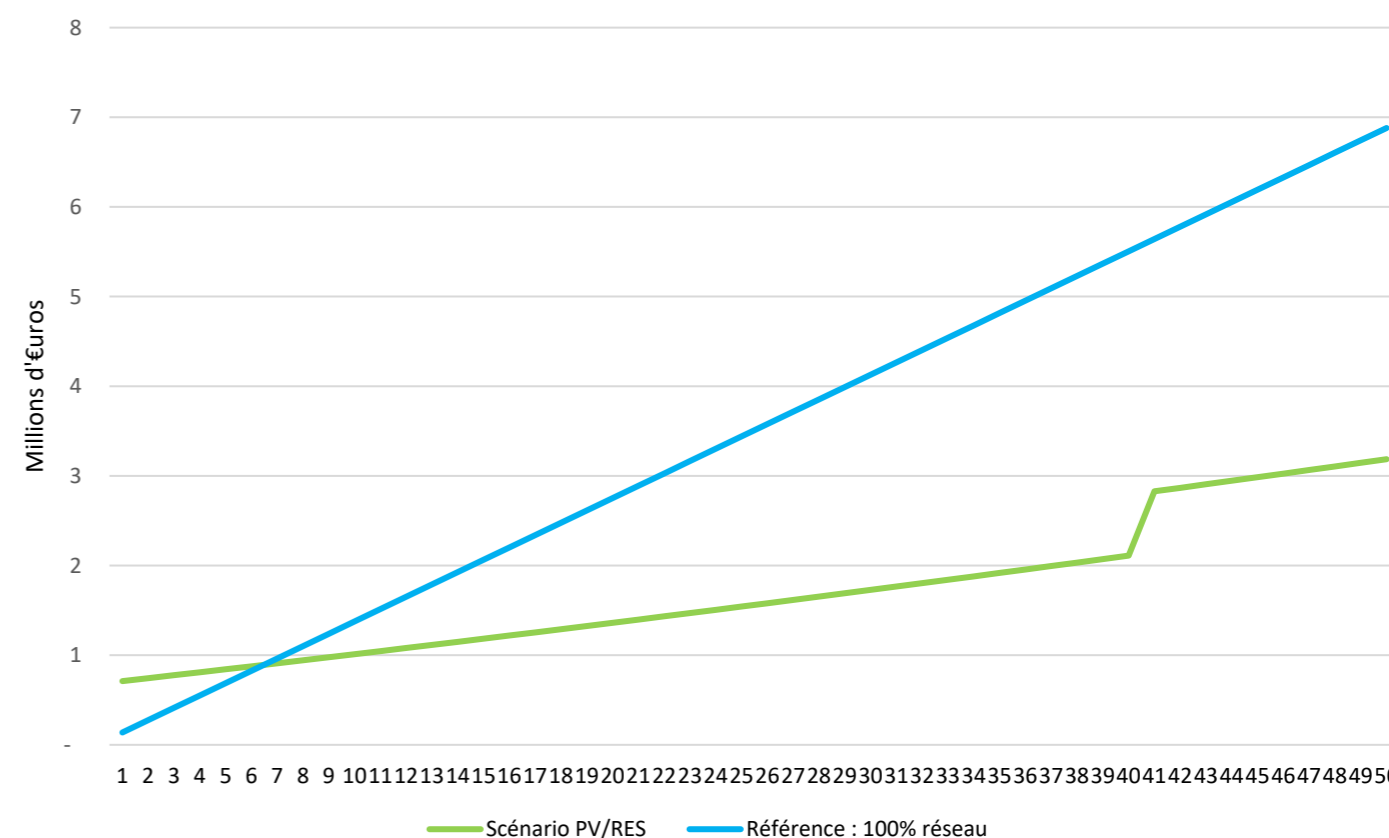
En appliquant le facteur de conversion de 2,3 de l'énergie primaire vers l'énergie finale électrique, le besoin en énergie électrique finale couvert par le réseau électrique sera de 90 MWh à T-1, de 114 MWh à T+25 et de 128 MWh à T-40.

Rapporté au prix de l'électricité au premier trimestre 2024(172 €/MWh, hors taxes), on obtient un montant de 15 480 € à T-1, de 19 550 € à T-25 et de 21 900 € à T-40, soit en moyenne sur 40 ans, 18 780 €

Dans un scénario où le recours au réseau assurerait 100% des besoins en électricité, le coût annuel serait alors de 137 600 €.

En synthèse, le scénario proposé concernant la couverture des besoins en électricité coûterait **710 540 €** la première année **puis 35 900 € par an** les années suivantes. Le scénario de recours exclusif au réseau coûterait lui **137 600 € par an**. La solution solaire PV (74%) est alors plus intéressante à compter de la 5^e année. Les panneaux solaires étant couverts par une garantie constructeur pouvant aller jusqu'à 40 ans (cas des panneaux SunPower Maxeon 6 AC utilisés comme référence ici), nous considérons qu'ils doivent être remplacés au-delà. Le coût de CAPEX sont donc réintroduits au bout de 40 ans (identifiable au sursaut de la courbe verte). La projection de la solution PV à horizon t+50 ans permettrait d'économiser près de **3 600 000€** par rapport au scénario de recours total au réseau.

Figure 57 Comparaison des coûts de la couverture des besoins en électricité



*Ces projections ne prennent pas en compte les potentielles évolutions futures du prix de l'énergie ni les potentielles aides et subventions publiques pouvant bénéficier aux installations de production photovoltaïques sur toiture.

Du point de vue des émissions de GES, l'énergie produite par les installations de production d'énergie renouvelable est considérée comme neutre en carbone. Néanmoins, la production des modules photovoltaïques et leur acheminement sont des procédés émetteurs de GES. D'après l'ADEME, le facteur d'émission d'une installation photovoltaïque exploitant des panneaux de fabrication chinoise est de 44 gCO₂e/kWh. Par ailleurs, et comme indiqué précédemment, le facteur d'émissions du réseau électrique en France est de 52 gCO₂e par kWh (2024). Puisque la solution ENR tire 74% de son énergie depuis des installations PV, son facteur d'émissions peut être considéré comme étant équivalent à la somme de 26% de celui du réseau et de 74% de celui d'une installation photovoltaïque produits en Chine, ce qui nous donne un facteur d'émissions de 46,08 gCO₂e / kWh. En rapportant ces facteurs d'émissions à la quantité d'énergie électrique nécessaire au projet on obtient la quantité d'émissions annuelle de chaque solution.

Figure 58 Emissions des différentes solutions d'approvisionnement en électricité (tCO₂e/an)

Solution 74 % ENR 26% réseau électrique	Solution 100 % réseau électrique
25	41.6

On peut ensuite projeter ces quantités d'émissions annuelles à différentes échéances temporelles :

Figure 59 Projections des émissions des différentes solutions d'approvisionnement en électricité (tCO₂e)

Années	Solution 74 % ENR 26% réseau électrique	Solution 100 % réseau électrique
t+10	275	416
t+25	668	1 040
t+40	1 038	1 664

3.4. Synthèse de la stratégie proposée

3.4.1. Rappel des scénarios

Scénario ENR

Le scénario ENR proposé consiste en :

- La couverture des besoins en électricité du quartier par des installations photovoltaïques en toiture et en appoint via le réseau électrique (**PV/RES**)

Et, soit :

- La couverture des besoins en chaleur / ECS du quartier pour partie via le raccordement au réseau de chaleur urbain existant, et pour l'autre partie via des systèmes de pompes à chaleur associés de chauffe-eau thermodynamiques (**RCU+PAC/CET**)

soit :

- La couverture des besoins en chaleur / ECS du quartier pour partie via un réseau de chaleur de quartier alimenté par une chaufferie biomasse centrale et pour l'autre partie via des systèmes de pompes à chaleur associés de chauffe-eau thermodynamiques (**BIOM+PAC/CET**)

Ce qui aboutit finalement à deux variantes du scénario ENR :

- **ENR. PV/RES - RCU+PAC/CET**
- **ENR. PV/RES - BIOM+PAC/CET**

Scénario de référence

Le scénario de référence consiste en :

- La couverture des besoins en électricité par le recours exclusif au réseau électrique

Et, soit :

- La couverture des besoins en chaleur / ECS du quartier par le réseau électrique

Soit :

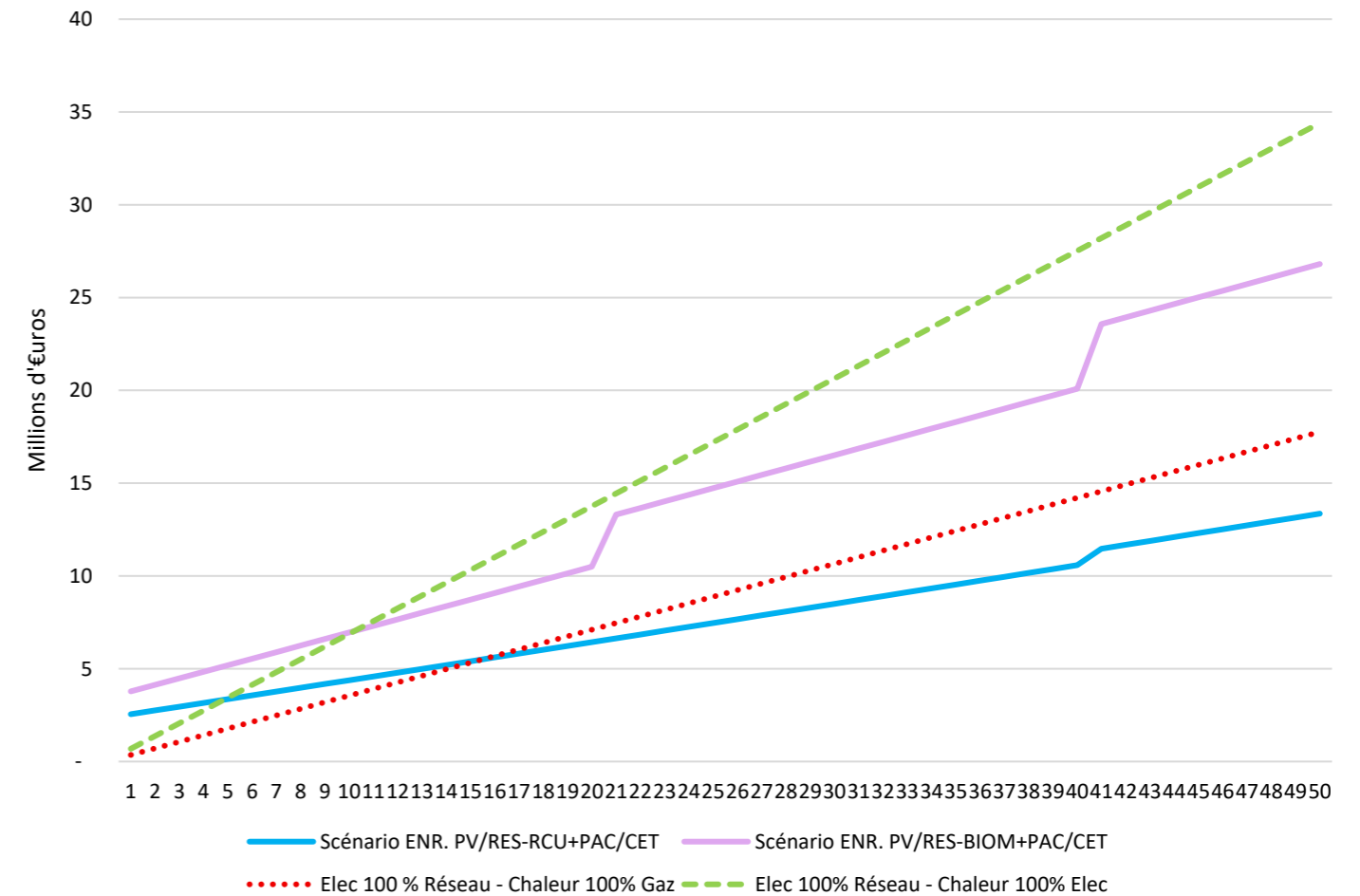
- La couverture des besoins en chaleur / ECS du quartier par le gaz

Ce qui aboutit finalement à deux variantes du scénario de référence :

- **Elec 100 % Réseau – Chaleur 100 % Électricité**
- **Elec 100 % Réseau - Chaleur 100% Gaz**

3.4.2. Bénéfices économiques de la stratégie

Figure 60 Variantes du scénario ENR comparées aux variantes du scénario de référence



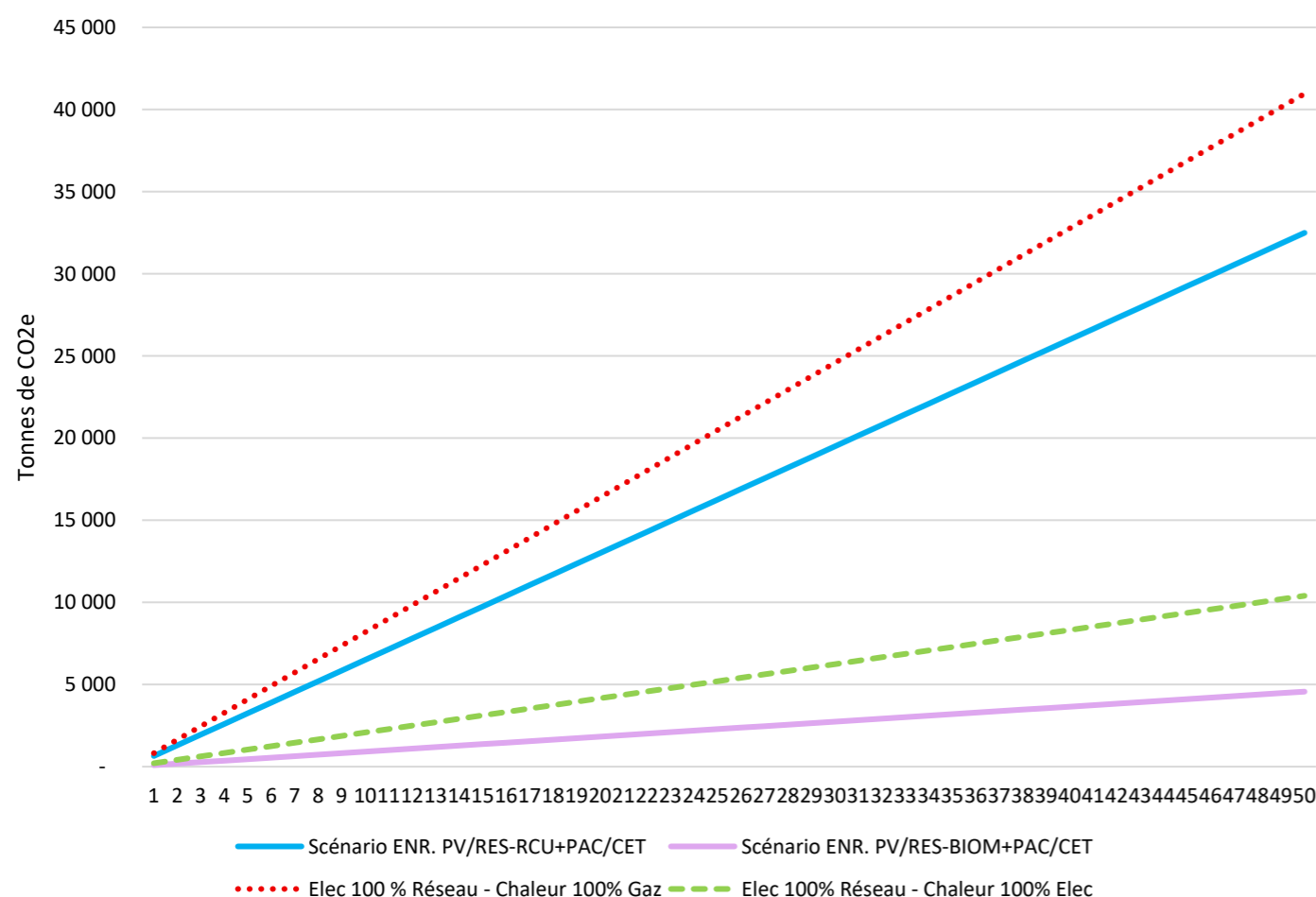
Le scénario ENR de raccordement au réseau de chaleur urbain (RCU) apparaît comme le plus pertinent du point de vue économique avec un cout total d'environ 13 350 000 € à horizon t+50. Le second scénario ENR, qui verrait la création d'un réseau de chaleur interne au quartier (RCQ) alimenté par une chaufferie biomasse, est situé entre les deux scénario de référence avec un cout total d'environ 26 800 000 à horizon t+50, soit le double du scénario de raccordement au réseau de chaleur urbain.

Il est à noter que les données exploitées pour la modélisation du scénario de création d'un RCQ intègrent des coûts OPEX liés aux chaufferies biomasse très élevés, et dont on ne retrouve pas d'équivalent dans les données exploitées pour la modélisation du scénario de raccordement au RCU. Cumulés, ces couts OPEX représentent plus de 7 300 000 € sur 50 ans pour le scénario de création du RCQ, soit 27% de son coût total. Une réserve est donc formulée ici quant à une potentielle surestimation du scénario de création du RCQ et une potentielle sous-estimation du scénario de raccordement au RCU.

3.4.3. Bénéfices environnementaux du scénario

Au-delà de permettre une réduction du coût de l'approvisionnement énergétique, les scénarios proposés permettraient également de réduire les émissions de GES engendrées par la couverture des besoins énergétiques identifiés.

Figure 61 Variantes du scénario ENR comparées aux variantes du scénario de référence



Le scénario ENR de création d'un réseau de chaleur interne au quartier (RCQ) alimenté par une chaufferie biomasse apparaît comme le plus pertinent du point de vue environnemental avec un total d'émissions d'environ 4 565 tCO_{2e} à horizon t+50. Le second scénario ENR, qui verrait le quartier raccordé au réseau de chaleur urbain (RCU) existant, est situé entre les deux scénarios de référence avec un total d'émissions d'environ 32 495 tCO_{2e} à horizon t+50, soit le 7 fois plus que le scénario de raccordement au réseau de chaleur urbain.

Il est à noter que les résultats du scénario de raccordement au RCU sont basés sur l'hypothèse d'une augmentation du temps de fonctionnement de la chaudière gaz pour produire le besoin en chaleur du quartier, ce qui impacte directement le mix énergétique du RCU en faisant passer sa part de gaz de 33,5 % à 44 %. La modélisation ne prend pas en compte l'hypothèse d'une évolution du mix énergétique pour intégrer de la biomasse.

En conclusion :

Du point de vue économique, le scénario ENR de raccordement au réseau de chaleur urbain (RCU) apparaît comme le plus pertinent avec un coût total estimé à 13 350 000 € à horizon t+50 (pour rappel, ce coût est potentiellement sous-estimé).

Du point de vue environnemental, c'est en revanche le scénario de création d'un réseau de chaleur interne au quartier (RCQ) qui apparaît comme le plus vertueux avec 4 565 tCO_{2e} d'émissions à horizon t+50.

Une solution d'hybridation entre les deux scénarios ENR pourrait s'avérer intéressante. Celle-ci consisterait dans un premier temps à mettre en œuvre un réseau de chaleur interne au quartier (RCQ), alimenté par une chaufferie biomasse centrale. Au bout d'une dizaine d'années, une fois le projet d'extension du réseau existant (RCU) abouti et son mix énergétique amélioré, le RCQ pourrait être raccordé au RCU et cédé à la commune. Cette approche permettrait au quartier de bénéficier dès le départ d'une source d'approvisionnement propre tout en préparant le terrain à l'extension du futur réseau communal et en participant à l'amélioration de son mix énergétique. Les coûts d'investissement initiaux élevés pourraient être compensés par les indemnités de cession, et la cession déchargerait le propriétaire initial du RCQ de ses charges d'exploitation.



4. Table des figures

Figure 1 Localisation du site d'étude dans la commune de Dieppe	4	Figure 23 Bilan associé au développement de la géothermie	26
Figure 2 Plan du projet d'aménagement	6	Figure 24 Schéma de principe de l'exploitation de l'énergie aérothermique.....	27
Figure 3 Articulation de la PPE avec les autres documents de planification	10	Figure 25 Bilan associé au développement de l'aérothermie.....	28
Figure 4 Budgets carbone de la SNBC	11	Figure 26 Opportunités de développement de l'aérothermie.....	28
Figure 5 Trajectoire des émissions de GES et des puits de carbone à horizon 2050 en France	11	Figure 27 Installations hydrauliques de plus de 500 kW en ex-Basse Normandie.....	30
Figure 6 Indicateurs de la RE2020	13	Figure 28 Reliefs et cours d'eau de la Communauté d'Agglomération du Cotentin	30
Figure 7 Évolutions des indicateurs entre la RT2012 et la RE2020	13	Figure 29 Comparaison de l'échelle des installations liées à l'exploitation de la biomasse en fonction du domaine	31
Figure 8 Objectifs de production d'ENR (SRADDET Normandie)	15	Figure 30 Répartition de la ressource biomasse combustible en 2019 - Biomasse Normandie	32
Figure 9 Types d'énergie, systèmes et échelles	17	Figure 31 Bilan associé au développement de l'énergie produite à partir de la biomasse.....	32
Figure 10 Potentiel éolien - SRE Haute-Normandie 2011.....	18	Figure 32 Opportunités de développement de la production énergétique à partir de la biomasse	33
Figure 11 Zones propices à l'implantation d'éoliennes - SRE Haute-Normandie 2011.....	19	Figure 33 Consommation de combustibles et chaleur perdue dans l'industrie	34
Figure 12 Bilan associé au développement éolien	19	Figure 34 Opportunités de développement de la production énergétique à partir de la biomasse	34
Figure 13 Opportunités de développement éolien au sein du projet	20	Figure 35 Caractéristiques du réseau de chaleur SODINEUF à Dieppe.....	35
Figure 14 Principes de fonctionnement et structure des panneaux solaires PV et thermiques	21	Figure 36 Localisation du réseau de chaleur SODINEUF à Dieppe	35
Figure 15 Potentiel solaire national et régional (PVGIS / Météo France)	21	Figure 37 Comparaison des filières énergétiques qui présentent une opportunité de développement dans le cadre de la réalisation du projet	37
Figure 16 Schéma d'illustration de la problématique des ombres portées	22	Figure 38 Hypothèses de besoin énergétique des bâtiments résidentiels	39
Figure 17 Bilan associé au développement solaire	23	Figure 39 Estimation des besoins énergétiques, exprimés en énergie finale	40
Figure 18 Opportunités de développement solaire au sein du projet.....	23	Figure 40 Estimation des besoins énergétiques, exprimés en énergie primaire	40
Figure 19 Schéma de fonctionnement de la géothermie très basse énergie	24	Figure 41 CAPEX & OPEX – Raccordement au réseau de chaleur.....	42
Figure 20 Principes d'exploitation de l'énergie géothermique (ADEME / BRGM)	24	Figure 42 CAPEX & OPEX - PAC AIR/AIR et chauffe-eau thermodynamiques	42
Figure 21 Principes de fonctionnement d'une pompe à chaleur Eau / Eau (ADEME / BRGM)	25		
Figure 22 Ressources géothermiques en France - BRGM.....	25		

Figure 43 Coûts du scénario RCU+PAC/CET.....42

Figure 44 Coûts de la couverture des besoins en chaleur du projet par le gaz et l'électricité 42

Figure 45 Projections comparées des coûts des solutions de couverture des besoins en chaleur
43

Figure 46 Facteurs d'émissions des sources d'approvisionnement énergétique (gCO2e/kWh)43

Figure 46 Estimation des émissions annuelles des sources d'approvisionnement (tCO2e/an)43

Figure 48 Projection des émissions des différentes solutions d'approvisionnement en chaleur
(tCO2e)43

Figure 49 Coûts d'un système de chaufferie biomasse collective44

Figure 50 Coûts du scénario BIOM+PAC/CET44

Figure 51 Coûts de la couverture des besoins en chaleur du projet par le gaz et l'électricité 44

Figure 52 Projections comparées des coûts des solutions de couverture des besoins en chaleur
45

Figure 53 Facteurs d'émissions des sources d'approvisionnement énergétique (gCO2e/kWh)45

Figure 54 Estimation des émissions annuelles des sources d'approvisionnement.....45

Figure 55 Projection des émissions des différentes solutions d'approvisionnement en chaleur
(tCO2e)45

Figure 56 CAPEX & OPEX - PV Toiture 36 à 100 kWc46

Figure 57 Comparaison des coûts de la couverture des besoins en électricité.....46

Figure 58 Emissions des différentes solutions d'approvisionnement en électricité (tCO2e/an)47

Figure 59 Projections des émissions des différentes solutions d'approvisionnement en
électricité (tCO2e)47

Figure 60 Variantes du scénario ENR comparées aux variantes du scénario de référence48

Figure 61 Variantes du scénario ENR comparées aux variantes du scénario de référence49




5. Annexes



Références du dossier

N° Dossier INGETEC	13777
Maître d'ouvrage	3F Normanvie
Intitulé du projet	Projet du Val d'Arquet Est
Nature du dossier	Projet d'aménagement du Val d'Arquet Est
Références du dossier	13777 - Val d'Arquet - Etude ENR&R.docx Version du 08/01/2026 54 pages
Auteur	Thibault FIODIERE
Responsable	Gaëtan LEVISTRE

Contacter INGETEC

	Thibault FIODIERE
	gaetanlevistre@ingetec.fr
	02.35.07.94.20

INGETEC - SIÈGE SOCIAL 67 RUE DAMESME 75013 PARIS	AGENCE NORMANDIE 135 ALLÉE PAUL LANGEVIN BP66 76233 BOIS-GUILLAUME CEDEX	AGENCE NOUVELLE AQUITAINE GALERIE COMMERCIALE LES GRANDS HOMMES 33001 BORDEAUX	AGENCE AUVERGNE RHÔNE-ALPES 3 RUE DE GENÈVE 69006 LYON	AGENCE DE LA RÉUNION 62 BOULEVARD DU CHAUDRON 97490 SAINT-DENIS	AGENCE DE MAYOTTE 18 RUE MARINDRINI 97600 MAMOUDZOU
---	--	---	--	---	---