

PROJET DE RENOUVELLEMENT URBAIN DU QUARTIER D'ENCAGNANE (13)

Étude du potentiel de développement en
énergies renouvelables



Rapport initial

Dossier 20060003-V1
02/06/2021

réalisé par



Auddicé Environnement
ZAC du Chevalement
5 rue des Molettes
59286 Roost-Warendin
03 27 97 36 39

Projet de renouvellement urbain du quartier d'Encagnane (13)

Étude du potentiel de développement en énergies renouvelables



Rapport initial

SPLA Pays d'Aix Territoires

Version	Date	Description
Rapport initial	02/06/2021	Etude du potentiel de développement des énergies renouvelables

	Nom - Fonction	Date
Rédaction	Coline WALLART – Ingénieure Transition Energétique	02/06/2021

TABLE DES MATIÈRES

CHAPITRE 1. APPROPRIATION DES ENJEUX.....	5
1.1 Présentation générale du projet	6
1.2 Cadrage et contexte règlementaires	8
1.2.1 Cadrage réglementaire	8
1.2.2 Documents cadres	9
CHAPITRE 2. DIAGNOSTIC ENERGETIQUE INITIAL.....	13
2.1 Introduction.....	14
2.2 Energie éolienne.....	16
2.2.1 Principes d'exploitation de l'énergie éolienne	16
2.2.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques	16
2.2.3 Potentiel de développement de l'énergie éolienne à l'échelle du projet.....	20
2.3 Energie solaire	21
2.3.1 Principes d'exploitation de l'énergie solaire	21
2.3.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques	21
2.3.3 Potentiel de développement de l'énergie solaire à l'échelle du projet	29
2.4 Géothermie.....	30
2.4.1 Principes d'exploitation de la géothermie.....	30
2.4.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques	33
2.4.3 Potentiel de développement de la géothermie à l'échelle du projet.....	39
2.5 Aérothermie	41
2.5.1 Principes d'exploitation de l'aérothermie	41
2.5.2 Technologies disponibles.....	42
2.5.3 Potentiel de développement de l'aérothermie à l'échelle du projet.....	43
2.6 Energies marines	44
2.6.1 Principes d'exploitation des énergies marines	44
2.6.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques	44
2.7 Energie hydraulique.....	45
2.7.1 Principes d'exploitation de l'énergie hydraulique.....	45
2.7.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques	45
2.7.3 Potentiel de développement de l'énergie hydraulique à l'échelle du projet.....	46
2.8 Biomasse.....	47
2.8.1 Principes d'exploitation de la biomasse	47
2.8.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques	47
2.8.3 Potentiel de développement de la biomasse à l'échelle du projet	52
2.9 Réseau de chaleur	53
2.9.1 Principes d'exploitation des réseaux de chaleur	53
2.9.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques	55
2.9.3 Potentiel de développement des réseaux de chaleur à l'échelle du projet.....	57
2.10 Synthèse	58
2.11 Pistes à étudier pour le projet.....	60
CHAPITRE 3. COUVERTURE DES BESOINS DU PROJET	61
3.1 Estimation des besoins	62
3.1.1 Hypothèses	62
3.1.2 Les postes de consommation du projet.....	62
3.1.3 Les équivalents en production solaire	62
3.2 Opportunité de raccordement à un réseau de chaleur.....	63
3.3 Préconisations	63

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. Synthèse des objectifs renouvelables en GWh à 2030 et des perspectives à 2050, par rapport à 2012	11
Tableau 2. Energies renouvelables et de récupération à étudier - Source : <i>Etudes sur les énergies renouvelables dans les nouveaux aménagements, DREAL et CEREMA pour la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)</i>	15
Tableau 3. Valeurs moyennes mensuelles de rayonnement solaire en 2016 sur le site du projet d'Encagnane.....	21
Tableau 4. Familles des cellules photovoltaïques	22
Tableau 5. Potentiels de production selon différentes technologies de panneaux PV sur le site du projet	23
Tableau 6. Contraintes pour la pose de capteurs photovoltaïques	24
Tableau 7. Coûts d'installation pour le silicium polycristallin intégré au bâti.....	26
Tableau 8. Coûts de raccordement.....	26
Tableau 9. Correspondance entre les besoins et le type de capteur	27
Tableau 10. Contraintes pour la pose de capteurs thermiques	28
Tableau 11. Rendement théorique des pompes à chaleur	43
Tableau 12. Avantages et inconvénients des systèmes de combustion individuels	48
Tableau 13. Fourchettes de prix des combustibles	51
Tableau 14. Industriels potentiellement fournisseurs de chaleur fatale	56
Tableau 15. Synthèse des gisements pour le projet.....	59
Tableau 16. Besoins estimés du projet en RE2020.....	62

CHAPITRE 1. APPROPRIATION DES ENJEUX

1.1 Présentation générale du projet

Le projet des Phares et Balises se situe au sud-ouest du centre-ville d'Aix-en-Provence, dans les Bouches-du-Rhône. Il correspond à la frange ouest du quartier d'Encagnane, quartier de grands ensembles accueillant également les résidences de la Faculté, un centre commercial et un casino. L'emprise des Phares et Balises est délimitée au nord par la rue Edouard Henriot et à l'est par l'avenue du Docteur Schweizer. Elle longe au sud et à l'ouest l'autoroute du Val de Durance (A51) et son échangeur avec l'A8, La Provençale, dont le quartier est séparé par un mur anti-bruit.

De l'autre côté de l'A51, faisant face au projet des Phares et Balises, la fondation Vasarely, centre culturel dédié à l'artiste hongrois, surplombe les infrastructures autoroutières.

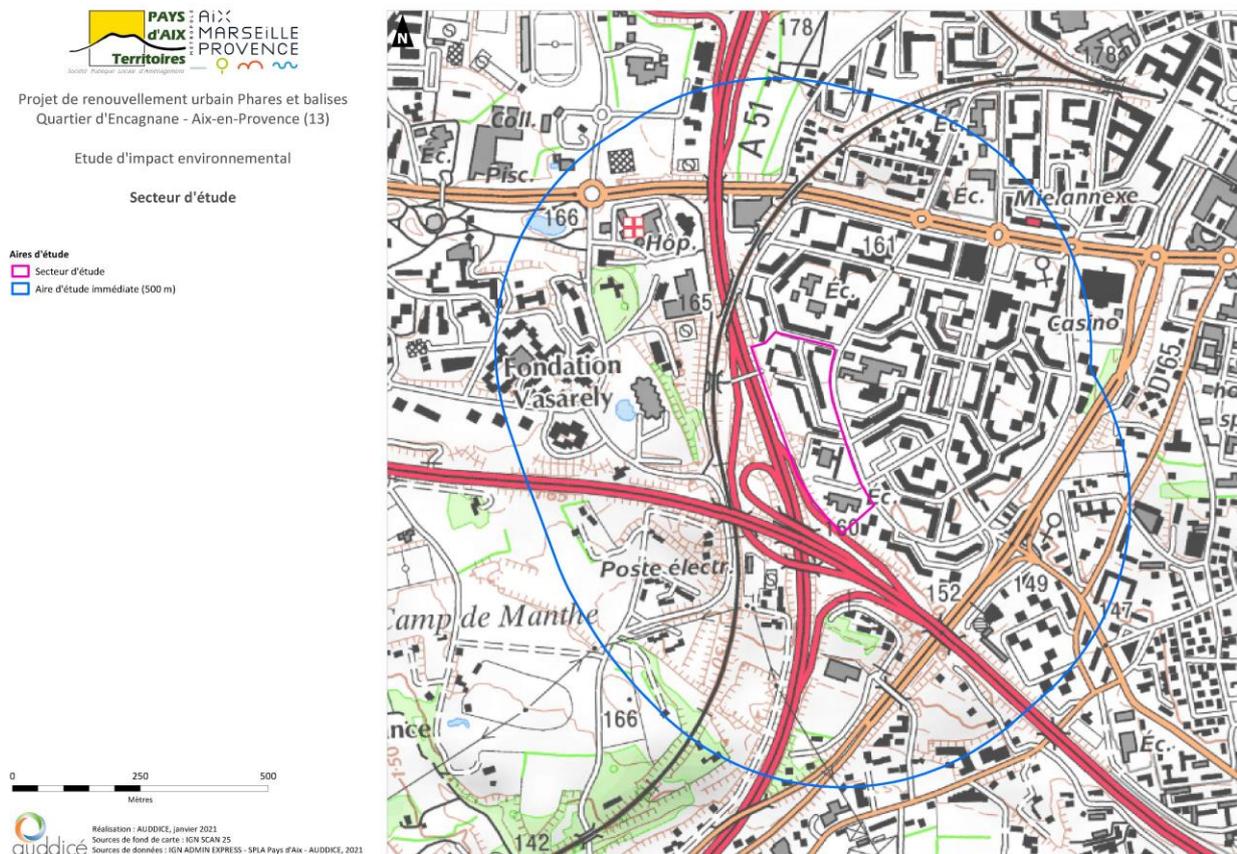


Figure 1. Zones d'emprise du projet

L'opération de renouvellement urbain des Phares et Balises a pour objectif de :

- Désenclaver ce secteur, en recréant un dialogue et une suture urbaine avec le quartier d'Encagnane, en recréant une ville de proximité, en confortant l'attractivité et l'ouverture du quartier ;
- Diversifier l'offre en logements et habitats en faveur de la mixité sociale, en s'inspirant de l'architecture méditerranéenne (organisation urbaine et conception des espaces entre « ville et jardin », étude des vents, couleurs et matières, bâtiments sculptés en terrasses, limitation des effets d'îlots de chaleur...);
- Diversifier les fonctions en proposant une offre en activités, équipements et services de proximité ;
- Améliorer la qualité de vie et protéger les habitants des nuisances de l'autoroute (pollution et nuisances sonores) : promenade paysagère le long de l'A51, mise à distance des logements de l'autoroute, positionnement adéquat de parkings silos, végétalisation des coeurs d'îlots, création d'espaces publics dans le respect de la charte urbaine, architecturale et paysagère (convention de renouvellement urbain d'Encagnane 2017-2024) ;
- Ouvrir le quartier vers la Constance, en cours d'aménagement et sa cité numérique ainsi que vers la fondation Vasarely par la création d'un parvis, espace public majeur articulé avec la passerelle franchissant l'A51.

Le programme prévisionnel, susceptible d'évolutions, prévoyait en 2020 :

- La démolition de 174 logements et la réhabilitation de 80 logements ;
- La construction de 444 logements intégrant 111 logements locatifs sociaux, une résidence intergénérationnelle de 110 logements, 127 logements en accession maîtrisée et 96 logements en locatif intermédiaire ;
- L'aménagement de 2 parkings silos et 1 parking en sous-sol pour les résidents ;
- La démolition de l'ancienne école Giono et du bâtiment du CETMEF ;
- La création de nouvelles voiries, espaces publics et espaces de stationnements.

Il est à noter que la hauteur prévue des constructions sera en R+4 maximum, soit environ 15 m.

La présence de trois monuments historiques (la fondation Vasarely, son « signal V » et le parc et la bastide du Jas de Bouffan) autour du quartier implique que le secteur d'étude est entièrement situé sous des périmètres de protection. **Le développement des énergies renouvelables sera soumis à son intégration paysagère.**

1.2 Cadrage et contexte réglementaires

1.2.1 Cadrage réglementaire

Cette étude s'inscrit dans les études préalables d'aménagement. Elle consiste en une réflexion sur les ambitions énergétiques d'un projet, un état des lieux des gisements, un premier tri des solutions qui, en fonction du contexte local et des objectifs, peuvent présenter un potentiel intéressant.

Les conclusions de cette étude doivent conduire les concepteurs d'un projet et la collectivité à orienter certaines caractéristiques de l'aménagement favorisant la production locale d'énergies renouvelables en lien avec les consommations probables du projet.

Cette étude n'est pas une étude de faisabilité permettant de dimensionner les solutions préconisées.



Selon le Code de l'Urbanisme (L.128-4) :

« Toute action ou opération d'aménagement telle que définie à l'article L 300-1 et faisant l'objet d'une étude d'impact doit faire l'objet d'une étude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables de la zone, en particulier sur l'opportunité de la création ou du raccordement à un réseau de chaleur ou de froid ayant recours aux énergies renouvelables et de récupération ».

L'article L211-2 créé par Ordonnance n°2011-504 du 9 mai 2011 - art. (V) précise :

« Les sources d'énergies renouvelables sont 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.

La biomasse est la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture, y compris les substances végétales et animales issues de la terre et de la mer, de la sylviculture et des industries connexes, ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et ménagers. »

Le champ de cette étude concerne donc le développement des énergies renouvelables (EnR) sur l'opération des Phares et Balises, s'inscrivant elle-même dans le programme de renouvellement urbain du quartier Encagnane.

Ce guide aborde uniquement le volet « développement des énergies renouvelables », la partie « maîtrise de l'énergie » ne relevant pas directement de l'étude définie par l'article L128-4 du Code de l'urbanisme.

La maîtrise de l'énergie reste bien entendu une priorité qui doit également être traitée, comme le prévoient d'ailleurs d'autres dispositions réglementaires. Dans le cadre de l'aménagement, celle-ci passe notamment par les réductions des consommations (maîtrise des besoins, efficacité, réduction des déperditions, inertie thermique (des constructions, des chaussées, des terrains...), la limitation de l'énergie grise comprise dans les aménagements et les constructions (les matériaux et leur mise en œuvre), et les enjeux urbains de localisation optimale, de mixité, de proximité des commerces, services, aménités urbaines, de qualité des itinéraires et des espaces publics, de densité, etc.

1.2.2 Documents cadres

■ Enjeux nationaux

La France est tenue au sein de l'Union européenne à l'atteinte de plusieurs objectifs de réduction des émissions de GES, de réduction de la consommation d'énergie, de production d'énergies renouvelables. Plusieurs lois traduisent ces objectifs au niveau national :

- La Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV), du 17 août 2015,
- La loi Énergie et Climat du 8 novembre 2019,
- La Stratégie Nationale Bas Carbone, dont la version 2 a été adoptée le 21 avril 2020.

Les objectifs nationaux sont les suivants :

- Réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre (par rapport à 1990) en 2030 et division par un facteur supérieur à 6 d'ici 2050 ;
- Réduction de 20 % de la consommation d'énergie finale (par rapport à 2012) d'ici 2030 ;
- Réduction de 40 % de consommation d'énergie fossile primaire (par rapport à 2012) d'ici 2030 ;
- Augmenter l'efficacité énergétique de 27% d'ici 2030 ;
- Produire en énergie d'origine renouvelable l'équivalent de 33 % de la consommation d'énergie d'ici 2030. Cet objectif est décliné par vecteur énergétique (40 % de la production électricité ; 38 % de la consommation finale de chaleur ; 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz doivent être d'origine renouvelable) ;
- Multiplier par 5 la quantité de chaleur et de froid d'origine renouvelable et de récupération dans les réseaux de chaleur (par rapport à 2012) d'ici 2030.

Ces objectifs concernent directement le projet, qui doit s'inscrire dans ces objectifs de réduction de la consommation d'énergie durant la phase d'utilisation des bâtiments, mais aussi de production d'énergie locale et renouvelable.

■ Réglementation environnementale 2020 (RE2020)

Une conférence de presse le 24 novembre 2020 a permis d'annoncer les principales orientations de la Réglementation Environnementale 2020.

La RE2020 est prévue par la loi sur l'évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (Elan). Initiée en janvier 2020 pour une application initialement prévue au 1er janvier 2021, la réglementation entrera en vigueur à l'été 2021 en raison de la crise sanitaire. Elle concernera les bâtiments dont les permis de construire seront déposés postérieurement à cette date. La première échéance d'entrée en vigueur concernera les logements ainsi que les bureaux et l'enseignement. Les bâtiments tertiaires plus spécifiques feront l'objet d'un volet ultérieur de la réglementation.

La RE2020 poursuit trois objectifs principaux :

- Donner la priorité à la sobriété énergétique et à la décarbonation de l'énergie ;
- Diminuer l'impact carbone de la construction des bâtiments ;
- En garantir la fraîcheur en cas de forte chaleur.

L'opération des Phares et Balises est donc concerné par cette nouvelle réglementation, et notamment dans le cadre de cette étude, par les éléments suivants :

- **La disparition progressive des logements neufs chauffés au gaz**, entre 2021 et 2024 pour les logements collectifs : le seuil sera d'abord fixé à 14 kgCO₂/an/m², laissant ainsi encore la possibilité d'installer du chauffage au gaz à condition que les logements soient très performants énergétiquement, puis en 2024 le seuil sera ramené à 6 kgCO₂/m²/an, excluant de fait le chauffage exclusivement au gaz, mais permettant le développement de solutions innovantes, y compris hybrides (telles des pompes à chaleur utilisant un léger appoint de gaz en cas de grand froid),
- L'abaissement de 30% du seuil maximal pour le besoin bioclimatique des logements par rapport au seuil de la RT2012 : il faut donc **réduire les besoins d'énergie** à la source (besoin de chauffage, besoin de froid, éclairage, électricité spécifique),
- La **systématisation du recours à la chaleur renouvelable**, via un seuil maximal de consommation d'énergie primaire non renouvelable encore inconnu, pour empêcher un retour massif du radiateur électrique (convecteur à effet Joule),
- La prise en compte d'un indicateur de confort d'été, avec un seuil haut maximal et un seuil bas à partir duquel s'appliqueront des pénalités : les **solutions de climatisation dites passives** seront encouragées par la réglementation.

■ Schéma Régional d'Aménagement de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET) de la Région Provence-Alpes Côte d'Azur

Le SRADDET de la Région Provence-Alpes Côte d'Azur a été adopté par la Région le 26 juin 2019 et par le Préfet de Région le 15 octobre 2019.

Il fixe des objectifs à horizon 2030 et des perspectives pour 2050 :

- Diminuer de 50 % le rythme de la consommation d'espaces agricoles, naturels et forestiers agricoles 375 ha/an à horizon 2030
- Démographie : un objectif de + 0,4 % à horizon 2030 et 2050
- Atteindre 0 perte de surface agricole irriguée
- Horizon 2030 : + 30 000 logements par an dont 50 % de logements abordables
- Horizon 2050 : rénovation thermique et énergétique de 50 % du parc ancien
- Une région neutre en carbone en 2050
- Une offre de transports intermodale à l'horizon 2022.

Systèmes de production		2012	2030	2050
Electricité	Hydroélectricité	9 070	9 070	9 709
	Éolien terrestre	116	1 547	3 000
	Éolien flottant	0	4 000	8 000
	PV	674	15023	60 023
	Grandes centrales biomasse	0	1 291	1 291
Thermique	Récupération de chaleur	3 105	11 140	20 058
	Solaire thermique collectif	81	1 023	2 070
	Bois énergie collectif	209	779	1 419
	Méthanisation	105	2 000	4 105
	Gazéification	0	2 000	4 221
	Biomasse agricole	0	698	1 477
TOTAL		13 360	48 570	115 372
TOTAL électrique		9 860	30 931	82 023
TOTAL thermique		3 500	17 640	33 350
Taux de couverture		6%	32%	110%

Tableau 1. Synthèse des objectifs renouvelables en GWh à 2030 et des perspectives à 2050, par rapport à 2012

Pour une représentation plus concrète de ces objectifs, les faits marquants suivants peuvent être mis en avant :

- Solaire PV - Installer 1200 MW par an (= plus que l'ensemble des équipements actuellement en service en région), dont 173 000 toitures de particuliers d'ici à 2030 et 978 000 d'ici à 2050 et 2 850 hectares de parcs au sol (1 995 terrains de foot) d'ici à 2030 et 12 778 hectares (8 900 terrains de foot) d'ici à 2050.
- Éolien terrestre - Installer 170 éoliennes de 3,5 MW d'ici à 2030 et 370 d'ici à 2050.
- Éolien flottant - Installer 100 éoliennes de 10 MW d'ici à 2030 et 200 d'ici à 2050.
- Solaire thermique collectif - Installer 665 000 m² d'ici à 2030 et 1 375 000 m² d'ici à 2050, ou 11 100 équipements d'ici à 2030 et 23 000 d'ici à 2050.
- Bois énergie - Installer 750 chaufferies d'ici à 2030 et 1 360 d'ici à 2050.
- Méthanisation - Installer 330 unités d'ici à 2030 et 715 d'ici à 2050.

Les énergies renouvelables plébiscitées pour 2050 sont donc :

- **L'éolien terrestre et flottant,**
- **Le solaire photovoltaïque,**
- **Le solaire thermique,**
- **La biomasse,**
- **Le biogaz.**

■ **Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET) de la Métropole Aix-Marseille-Provence**

La Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte du 17 août 2015 impose :

- aux EPCI de plus de 50 000 habitants d'adopter un PCAET avant le 31 décembre 2016,
- aux EPCI existant au 1er janvier 2017 et regroupant plus de 20 000 habitants d'adopter à leur tour leur PCAET avant le 31 décembre 2018.

La Métropole a arrêté le projet fin 2019 – début 2020 et devrait l'adopter prochainement, suite aux avis de l'Autorité Environnementale, de la Région et du Préfet de Région.

La stratégie métropolitaine s'articule autour de 5 grandes ambitions :

- L'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050,
- La réduction massive des consommations de l'ensemble des secteurs, à hauteur de 50 % de consommation en moins à l'horizon 2050,
- Porter la part des EnR&R à 100 % de la consommation finale à 2050,
- Réduire de 50 % la population exposée aux pollutions atmosphériques et sonores,
- Accroître la résilience au changement climatique de l'ensemble des acteurs/secteurs/sous-ensembles territoriaux de la Métropole.

Les documents accessibles sur le site de la Métropole ne permettent pas d'identifier les énergies renouvelables favorisées dans le PCAEM.

■ **PLU d'Aix-en-Provence**

Le Plan Local d'Urbanisme (PLU) a été approuvé le 23 juillet 2015 et modifié 6 fois jusqu'au 19 décembre 2019. Ce document définit les règles d'urbanisme ainsi que les orientations d'aménagement urbain.

Le PLU classe la zone du projet en zone UM avec une prescription de hauteur de 16 m.

Le règlement de la zone UM ne prévoit aucun élément spécifique concernant l'intégration des énergies renouvelables, hormis celui-ci : *Les châssis de toiture*, verrières et dispositifs de production d'énergie renouvelable doivent s'inscrire dans la composition générale de la façade* et de la toiture* (axialité, superposition, éléments de composition, modénatures, etc ...)*

CHAPITRE 2. DIAGNOSTIC ENERGETIQUE INITIAL

2.1 Introduction

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.

Le tableau inséré en page suivante 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 ;
- **Orange** : utilisation peu 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.

Energie	Utilisation	Système d'exploitation	Echelle de mise en œuvre ou critère(s) d'exclusion
Éolien	Électricité	Petit éolien	Bâtiment / Quartier
		Grand éolien	> Ville
Solaire thermique	Chaleur	Panneaux solaires thermiques (indépendants)	Bâtiment
		Ensemble de panneaux solaires thermiques (rassemblés en un site ou diffus sur plusieurs bâtiments), avec réseau de chaleur	Quartier / Ville
Solaire photovoltaïque	Électricité	Panneaux solaires photovoltaïques (indépendants)	Bâtiment
		Ferme solaire photovoltaïque	Quartier / Ville
Géothermie et procédés dérivés	Chaleur / Froid	Géothermie superficielle avec pompe à chaleur	Bâtiment
		Géothermie sur sondes (éventuellement avec réseau de chaleur basse température)	Bâtiment / Quartier
		Géothermie profonde (avec réseau de chaleur / froid)	Ville
Aérothermie	Chaleur / Froid	Pompe à chaleur	Bâtiment
Hydrothermie	Chaleur / Froid	Réseau de chaleur / froid et pompe à chaleur	Quartier / Ville
Marine	Électricité	Hydroliennes, usine marémotrice, usine houlomotrice...	> Ville
Hydraulique	Électricité	Petit hydraulique	Quartier / Ville
		Grand hydraulique	> Ville
Biomasse	Chaleur / Électricité	Chaudière biomasse individuelle ou d'immeuble (avec ou sans cogénération)	Bâtiment
		Chaudière biomasse collective (avec ou sans cogénération), avec réseau de chaleur	Quartier / Ville
Biogaz, gaz de décharge, gaz de récupération de l'industrie	Chaleur / Électricité	Injection dans le réseau de distribution de gaz	> Ville
		Combustion sur lieu de production	Bâtiment
		Chaudière gaz collective (avec ou sans cogénération), avec réseau de chaleur	Quartier / Ville
Chaleur fatale de l'incinération des déchets	Chaleur / Électricité	Turbine électrique et/ou chaleur distribuée par un réseau	Quartier / Ville
Chaleur fatale des industries/bâtiments	Chaleur / Électricité	Turbine électrique et/ou chaleur distribuée par un réseau	Quartier / Ville
Chaleur des eaux usées	Chaleur	Système de récupération (échangeur) et pompe à chaleur	Bâtiment
		Système de récupération (échangeur), réseau de chaleur basse température et PAC	Quartier
Chaleur des bâtiments	Chaleur	Réseau de chaleur basse température et PAC	Quartier / Ville

Tableau 2. Energies renouvelables et de récupération à étudier - Source : *Etudes sur les énergies renouvelables dans les nouveaux aménagements, DREAL et CEREMA pour la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC)*

2.2 Energie éolienne

2.2.1 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.

2.2.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

L'exploitation de l'énergie éolienne dépend principalement des caractéristiques du vent (vitesse, fréquence et régularité). 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 **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 :
 - o Plus précise du gisement éolien en tenant compte, notamment 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 dans la mesure où le rendement de ces machines est relativement faible et où leur positionnement doit être optimisé pour atteindre un bon seuil de rentabilité ;
 - o 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.
- 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.

■ Le petit éolien

● Moyens disponibles

Le petit éolien, ou éolien individuel ou encore éolien domestique, désigne les éoliennes de petites et moyennes puissances, de 100 watts à 35 kilowatts, montées sur des mâts inférieurs à 12 mètres, raccordées au réseau ou bien autonomes en site isolé.

Le petit éolien est utilisé pour produire de l'électricité et alimenter des appareils électriques (pompes, éclairage, ...) de manière économique et durable, principalement en milieu rural.

La production dépend directement du vent et de la taille de l'éolienne. On peut estimer qu'une éolienne de 5 m de diamètre, d'une puissance de 2 kW, située dans des conditions de vent optimales pourra fournir l'équivalent des besoins en électricité d'une famille de 4 personnes.

En dessous de 12 mètres de haut, l'implantation d'une éolienne n'est soumise à aucune procédure au titre de l'urbanisme (Article R421-2 du code de l'urbanisme) sauf en site protégé.

Il existe deux modèles d'éoliennes : celles à axe vertical (type Darrieus ou Savonius) et celles à axe horizontal.

Les éoliennes à axe vertical sont théoriquement mieux adaptées au milieu urbain car elles sont plus efficaces aux milieux peu ventés et peuvent fonctionner avec des vents provenant de toutes directions grâce à leur design.



Pramac Starck

Savonius hélicoïdal

Darrieus

Figure 2. Photos éoliennes à axe vertical



Classique

Darrieus

Double hélice

Figure 3. Photos éoliennes à axe horizontal

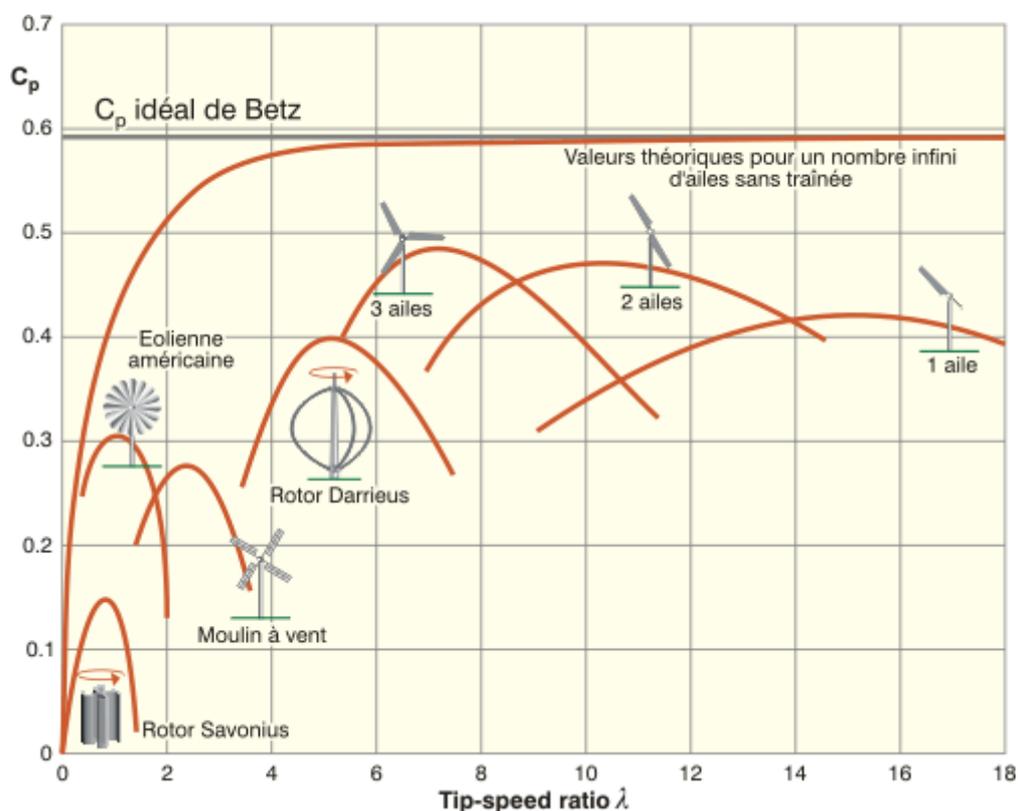


Figure 4. Rendement théorique aérodynamique C_p^1 en fonction du modèle et de λ^2 (Source : energieplus-lesite.be)

• **Contraintes**

D'après l'article R421-2 du Code de l'urbanisme, les installations de moins de 12 mètres sont dispensées de toute formalité, sauf lorsqu'elles sont implantées dans un secteur sauvegardé ou dans un site classé. Dans ce cas, une déclaration préalable est obligatoire.

> **Bruit**

En matière de bruit, aucune loi n'est définie pour les éoliennes inférieures à 12 mètres, c'est donc l'article R-1334-31 du Code de la santé publique qui s'applique : « Aucun bruit particulier ne doit, par sa durée, sa répétition ou son intensité, porter atteinte à la tranquillité du voisinage ou à la santé de l'homme, dans un lieu public ou privé ».

> **Implantation paysagère**

Pour les éoliennes de moins de 12m : en matière d'implantation, il existe des règles de distance fixées par les documents d'urbanisme. Si toutefois aucun de ces documents n'existe, une règle générale s'applique, citée dans l'article R-111-18 du Code de l'Urbanisme : distance minimum=Hauteur totale de l'éolienne/2. Quel que soit le résultat, cette distance entre l'implantation de l'éolienne et la propriété privée (autre que celle de l'exploitant) doit être au minimum de 300 mètres.

¹ C_p : Rendement théorique aérodynamique
² λ : rapport vitesse bout de pale/vitesse du vent

> Aspects économiques

Une petite éolienne (inférieure à 16m de diamètre pour une machine à axe horizontale) peut produire entre 500 et 9000 kWh/an. Le modèle est choisi en fonction de régime de vent sur la zone. Les coûts d'investissement varient de 8k€ à 70k€ pour un modèle de 20kW.

Pour le petit éolien, la productivité pourra être de 6 à 15 kWh/an pour une machine de 10 kW.

Cependant, en milieu urbain ou péri-urbain, l'ADEME déconseille les installations, en raison :

- Du gisement éolien : le vent est en général trop faible ou trop turbulent pour une exploitation rentable,
- Du risque élevé de modification du paysage urbain.

■ Le grand éolien

• Moyens disponibles

Les gammes de puissance vont de 350 kW à 6 MW pour des hauteurs totales de machines de 50 à 200 mètres. Ce type de machines représente en puissance installée la quasi-totalité du marché éolien.

Un site urbanisé est interdit pour le grand éolien (distance réglementaire de 500m des habitations, en pratique souvent plus). Le développement du grand éolien s'est fait historiquement le long d'éléments structurants d'origine anthropique (canaux, axes routiers) ou sur terrains artificialisés (friches industrielles, zone d'activité).

Le SRADDET de la Région PACA prévoit l'installation d'éoliennes en région, terrestres et flottantes. Cependant, le secteur d'études se situe en ville et est à vocation résidentiel : le grand éolien n'y est pas possible.

• Contraintes

Lorsqu'il s'agit d'une installation dont le mât dépasse 12 mètres, un permis de construire ainsi qu'une autorisation ICPE seront requis.

> Bruit

Concernant les installations d'une hauteur supérieure à 12m, c'est l'arrêté du 26 août 2011 qui fixe les règles à suivre. Ce sont les mêmes que pour les autres installations. Seul le niveau de bruit existant est modifié : 35 dB(A). Cependant, cette disposition n'est pas applicable dans le cas où le bruit serait supérieur à 60 dB(A) de 22h à 7h (nuit) et à 70 dB(A) de 7h à 22h (jour) dans une zone de rayon R définie comme telle : $R=1,2*(\text{hauteur du moyeu} + \text{longueur d'un demi-rotor})$.

> Implantation paysagère

Pour les éoliennes de plus de 12m : L'arrêté du 26 août 2011 réglemente les distances d'implantation de l'éolienne à 500 mètres de toute construction ou bâtiment à usage d'habitation. De même, la distance minimale entre une éolienne et une installation nucléaire ou une Installation ICPE doit être de 300 mètres.

Concernant les radars, la distance d'éloignement minimale sera comprise entre 10 et 30 kilomètres, selon le type de radar.

Le règlement du PLU ou à défaut, l'article L-111-1-4 et R-111-17 du Code de l'urbanisme fixe également les distances à respecter par rapport aux voiries et autres infrastructures routières. D'après cet article, une bande de distance avec l'éolienne de 100 mètres pour les autoroutes, voies express et déviation ainsi qu'une bande de 75 mètres, pour les voies classées à grande circulation doit rester inconstructible.

Dans tous les cas, même si chacun des critères relatifs à l'intégration paysagère et quelle que soit la hauteur de l'éolienne choisie, l'article R-111-21 du Code de l'Urbanisme énonce que, sur des critères subjectifs mais dans la mesure où le projet éolien irait à l'encontre de l'intérêt des sites et paysages voisins, celui-ci pourrait être refusé ou contraint à des modifications.

> Aspects économiques

Pour le grand éolien, le retour d'expérience montre une productivité d'environ 5 000 MWh/an pour une machine de 2,5 MW dans un secteur à bon potentiel éolien. Les coûts d'investissement varient selon beaucoup de paramètres propres à chaque projet (distance de raccordement, travaux de voirie, ...) mais sont de cet ordre de grandeur : 1,5 M€/MW installé.

2.2.3 Potentiel de développement de l'énergie éolienne à l'échelle du projet

■ Le petit éolien

L'installation de quelques éoliennes de faible hauteur peut être envisagée sur le site comme démonstrateur de solutions innovantes. **La production d'électricité par petite éolienne ne présente pas un intérêt fort au regard du retour sur investissement long et de la faible puissance de production.**

■ Le grand éolien

Les contraintes entourant le développement du grand éolien, notamment les distances à respecter entre une habitation et une éolienne, ne permettent pas le développement de cette énergie sur le projet.

2.3 Energie solaire

2.3.1 Principes d'exploitation de l'énergie solaire

Il existe deux façons d'exploiter l'énergie en provenance du Soleil :

- L'une **passive** grâce aux principes de l'architecture climatique,
- L'autre **active** grâce à des procédés permettant de la capter, de la transformer voire de la stocker. 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, 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. La conversion du rayonnement solaire en chaleur se fait grâce au capteur solaire thermique.

2.3.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

■ Rayonnement sur le site du projet

Les valeurs moyennes mensuelles de rayonnement pour le site sont regroupées dans le tableau ci-dessous³ :

Mois	Horizontal (kWh/m ² /mois)	Optimum 37 ° (kWh/m ² /mois)	Vertical (kWh/m ² /mois)
Janvier	48,43	89,91	93,87
Février	69,03	104,21	95,17
Mars	112,53	143,74	110,48
Avril	140,13	150,33	91,23
Mai	183,56	180,46	92,17
Juin	201,66	187,34	84,64
Juillet	219,27	209,09	93,41
Août	204,3	217,52	119,58
Septembre	139,94	170,82	120,76
Octobre	94,39	139,95	123,01
Novembre	56,92	98,58	98,99
Décembre	57,78	124,63	139,07
Moyenne annuelle en kWh/m²/mois	127,33	151,38	105,20
Total annuel en kWh/m²/an	1527,94	1816,58	1262,38

Tableau 3. Valeurs moyennes mensuelles de rayonnement solaire en 2016 sur le site du projet d'Encagnane

³ Source PVGIS European Communities – CMSAF

■ Prédiposition du projet vis-à-vis de l'énergie solaire

Construire des bâtiments peu consommateurs d'énergie passe aussi par l'optimisation des apports solaires passifs pour limiter les besoins en chauffage.

Cette démarche peut être décrite en plusieurs étapes :

- Prévoir dans la mesure du possible les façades principales au Sud,
- Assurer un recul suffisant entre les bâtiments pour permettre un accès au soleil au Sud dans les conditions les plus défavorables (solstice d'hiver).

L'orientation au Sud permet de capter le maximum de rayonnement direct en hiver et mi-saison lorsque le soleil est bas sur l'horizon et qu'il y a des besoins en chauffage. Cette orientation permet également de limiter le rayonnement incident en mi-saison chaude et en été lorsque le soleil est haut dans le ciel et que sa course favorise le rayonnement à l'Est et à l'Ouest.

A l'inverse, pour garder la fraîcheur l'été et limiter les besoins de climatisation, l'installation de brise-soleil est un bon outil bioclimatique.

■ Solaire photovoltaïque

• Moyens disponibles

Le principe de l'énergie solaire photovoltaïque consiste à transformer en électricité la plus grande partie possible du flux de photons en provenance du Soleil. Le matériau le plus employé pour fabriquer les cellules photovoltaïques reste toujours le silicium, dont on distingue trois familles :

	<i>Silicium monocristallin</i>	<i>Silicium polycristallin</i>	<i>Silicium amorphe</i>
<i>Représentation</i>			
<i>Description</i>	<i>Cristal unique encapsulé dans une enveloppe en plastique</i>	<i>Plusieurs cristaux assemblés</i>	<i>Couche mince de silicium sur un substrat de verre</i>
<i>Rendement moyen</i>	13 à 19 %	13(±2) %	7(±2) %
<i>Coefficient de température</i>	-(0,4±0,05) %/°C	-(0,5±0,05) %/°C	-(0,27±0,05) %/°C
<i>Durée de vie estimée</i>	30 ans	30 ans	20 à 25 ans
<i>Puissance minimale garantie après 20 ans d'utilisation</i>	80%	80%	80%

Tableau 4. Familles des cellules photovoltaïques

Certaines technologies en couche mince comme le CIS (Cuivre Indium Sélénium) et plus encore le CdTe (Tellure de Cadmium) trouvent également des débouchés commerciaux. Leurs niveaux de performance et de coût sont intéressants, mais l'approvisionnement de ces procédés technologiques et leur recyclage sont parfois problématiques. Quant aux constituants de nouvelles générations (plastiques, ...), ils restent encore au stade de développement faute de rendements très satisfaisants.

La puissance de production d'un panneau photovoltaïque s'exprime en Watt-crête, noté W_c , dans les conditions standards (irradiance de 1000 W/m^2 , température des panneaux de 25°C et répartition spectrale du rayonnement correspondant au rayonnement solaire). Cette unité permet la comparaison du rendement des matériaux photovoltaïques, dans les mêmes conditions, mais aussi la qualification de la taille d'une installation, indépendamment de ses conditions d'ensoleillement, et la comparaison des gisements solaires.

Ainsi, une installation d'1 kW_c est réalisée par environ 10 m^2 de modules solaires avec une technologie courante, et une installation d'1 kW_c permet de produire une énergie annuelle moyenne de 850 kWh/an à Lille et de $1\,250 \text{ kWh/an}$ à Nice.

	Production d'électricité mensuelle moyenne (kWh/kWc)					
	Inclinaison=39°, orientation=0°			Inclinaison=0°, orientation=0°		
Mois	Silicium cristallin	CIS	CdTe	Silicium cristallin	CIS	CdTe
Janvier	99,88	95,64	97,33	46,79	45,49	43,73
Février	108,05	104,38	105,7	64,82	63,02	61,92
Mars	137,38	133,87	137,15	103,71	101,22	102,33
Avril	140,22	137,7	142,67	127,89	125,57	129,4
Mai	153,41	151,74	158,36	158,31	156,45	163,1
Juin	153,55	152,86	161,44	168	167,09	176,52
Juillet	165,98	165,55	176,21	176,7	176,16	187,29
Août	163,51	162,49	172,62	155,61	154,62	163,6
Septembre	139,37	137,24	144,87	113,28	111,48	116,68
Octobre	120,18	116,57	122,78	79,58	77,16	79,8
Novembre	94,59	90,98	93,42	49,26	47,73	46,94
Décembre	95,15	90,85	92,23	40,5	39,45	37,34
Moyenne annuelle (kWh/kWc)	130,9	128,3	133,7	107,0	105,5	109,1
Total pour l'année (kWh/kWc.an)	1571,3	1539,9	1604,8	1284,5	1265,4	1308,7
Total du potentiel (kWh/m².an)	157,1	154,0	160,5	128,4	126,5	130,9

Tableau 5. Potentiels de production selon différentes technologies de panneaux PV sur le site du projet

Les estimations de production photovoltaïque du site varient de **128 kWh/m².an** (à plat, orienté plein sud) à **160 kWh/m².an** (à 39° inclinaison optimale, orienté plein sud) pour du silicium.

Les supports possibles de panneaux photovoltaïques sont nombreux :

- **Les toitures**, ardoises, ou tuiles conçues industriellement : l'équipement comporte des cellules photovoltaïques, un câblage électrique, un support assurant la résistance mécanique, un composant assurant l'étanchéité et un système d'accroche,
- **Le brise soleil** : le dispositif doit être rapporté extérieurement sur une façade, en avant de baies des vitrés de façon à les protéger de la lumière directe du soleil. Ce dispositif est doublement intéressant : elles atteignent l'inclinaison idéale de 30° et limitent les apports solaires directs en été sur les fenêtres.
- **Les ombrières de parkings** : structure destinée à fournir de l'ombre, constituée d'une surface horizontale ou oblique en hauteur, constituée de panneaux photovoltaïques.
- **La verrière** sans protection arrière : des modules semi-transparentes permettant de laisser passer la lumière peuvent faire office de verrière, et se substituer aux parois vitrées,
- **L'allège, le garde-corps, le bardage ou encore le mur rideau**, bien que ces poses restent actuellement assez rares sur le marché puisque les orientations par rapport au soleil ne sont pas optimales.



Toitures considérées comme intégrées au bâtiment



Brise soleil considéré comme intégré au bâtiment



Verrières éligibles

Figure 5. Supports de panneaux photovoltaïques

• **Contraintes**

La pose de capteurs solaires photovoltaïques n'impose pas de contraintes techniques et foncières majeures pour l'urbanisation de la zone, mais davantage pour la conception des bâtiments.

Nature de la contrainte		Exigence	Conclusion pour le site
PHOTOVOLTAÏQUE	Structures porteuses	Existence de structures porteuses pour les panneaux (pans de toiture, murs, sol) notamment en direction du sud	Favorable, vigilance lors de la conception des bâtiments. De préférence structure en inclinaison d'environ 40° mais certaines technologiques produisent bien même en position horizontale. La position verticale est en revanche déconseillée.
	Spatial	Espace disponible pour les panneaux, onduleurs	Favorable, à prévoir lors de la conception des bâtiments
	Raccordement	Connexion au réseau électrique et capacité d'accueil	Favorable ⁴

Tableau 6. Contraintes pour la pose de capteurs photovoltaïques

⁴ Sous réserve de l'avis officiel d'ERDF

Le lien suivant est la référence pour disposer de l'ensemble de la réglementation à jour au sujet du photovoltaïque en France : <http://www.photovoltaique.info>. Le respect des règles d'implantation sont nécessaires pour obtenir les tarifs de rachat de l'électricité adéquats.

• Aspects économiques

Aujourd'hui, l'Etat a fixé des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque, financés à travers la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE). Ce dispositif permet au producteur de rentabiliser son installation et donc d'encourager le développement de la production d'électricité photovoltaïque.

Les tarifs de rachat de l'électricité photovoltaïque jusqu'au 31 décembre 2020⁵ sont les suivants :

- Pour une installation \leq à 3kWc⁶ : 17,97 cts€/ kWh
- Pour une installation entre 3 et 9 kWc : 15,27 cts€/ kWh
- Pour une installation entre 9 et 36 kWc : 11,35 cts€/ kWh
- Pour une installation entre 36 et 100 kWc : 9,87 cts€/ kWh

Le temps de retour brut est de l'ordre :

- 14 ans pour une installation de 6kWc intégrée au bâti pour une inclinaison de 30°,
- 30 ans pour une installation de 100kWc montée sur une structure métallique sur toiture plate,
- 12 ans pour une installation de 100kWc en membrane souple d'étanchéité sur toiture plate.

L'autoconsommation de la production d'énergies photovoltaïques est désormais possible et encouragée par l'Etat⁷, notamment par l'adoption de la Loi pour la Transition Energétique pour la Croissance Verte.

Cependant, il est possible de vendre son surplus de production à EDF, si la production est supérieure à la consommation. Un arrêté prévoit une prime à l'investissement et l'achat du surplus pour les générateurs en autoconsommation. Cette prime est dégressive tous les trimestres en fonction des volumes de demandes de raccordement et elle est versée sur 5 années au producteur. Elle est fixée à :

- 390 € / kWc pour une installation < ou égale à 3kWc
- 290 € / kWc pour une installation entre 3 et 9 kWc
- 170 € / kWc pour une installation entre 9 et 36 kWc
- 80 € / kWc pour une installation entre 36 et 100 kWc

L'électricité qui ne sera pas consommée instantanément sera vendue à EDF obligation d'achat à hauteur de 10 cts € /kWh pour les installations inférieures ou égales à 9kWc et 6cts € /kWh pour les installations jusqu'à 100kWc.

⁵ <https://www.les-energies-renouvelables.eu/conseils/photovoltaique/tarif-rachat-electricite-photovoltaique/>

⁶ Wc : Watt-crête

⁷ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/systemes-dautoconsommation>

Une installation solaire photovoltaïque implique un investissement important de départ mais des coûts marginaux en maintenance et en entretien. Cet investissement dépend de nombreux paramètres (technologie, taille du projet...). Le coût des panneaux hors pose et raccordement ont considérablement baissé depuis ces dernières années. En investissement pose incluse, les coûts pour le silicium polycristallin intégré au bâti se montent en moyenne en 2011 à :

<i>Puissance</i>	<i>Intégration Simplifiée au Bâti (ISB)</i>	<i>Intégration Au Bâti (IAB)</i>
<3 kWc	2,9 à 3,6 € HT/Wc	3 à 3,8 € HT/Wc
3 à 36 kWc	2,7 à 3,3 € HT/Wc	2,8 à 3,4 € HT/Wc
36 à 100 kWc	2,3 à 3 € HT/Wc	2,4 à 3 € HT/Wc

Tableau 7. Coûts d'installation pour le silicium polycristallin intégré au bâti

En matière de raccordement, les situations sont variables en fonction de la configuration du terrain.

<i>Tension de livraison</i>	<i>Configuration simple</i>	<i>Configuration complexe</i>
<36KVA (Basse Tension)	1000€ environ	Jusqu'à 1 500€
36KVA< Puissance <250KVA (Basse tension) et Puissance >250KVA (Haute tension)	Il est difficile d'évaluer le coût de raccordement car il est possible, en fonction des cas de figures, que des renforcements de réseau soit à prévoir. Par conséquent, les travaux peuvent être plus importants, engendrant un prix parfois déterminant pour la réalisation du projet	

Tableau 8. Coûts de raccordement

Enfin, les coûts d'exploitation sont quant à eux très faibles et regroupent :

- **Les frais d'assurance** : négociation à avoir avec l'assureur du bâtiment pour déterminer s'il peut couvrir la centrale et à quel coût.
- **L'accès au réseau** : ce coût à payer à ERDF est minime, de l'ordre de 50€ HT/an pour des projets inférieurs à 36 kWc et d'environ 550€ HT/an pour des projets compris entre 36 et 250 kWc.
- **La maintenance** : il n'existe aujourd'hui pas de recommandations générales en maintenance préventive, si ce n'est pour le nettoyage des modules et une visite annuelle de l'installation. Les équipements sont garantis sur des longues durées et il est recommandé de souscrire les extensions proposées à 20 ans, notamment pour les onduleurs. Le suivi de l'installation peut être fait à distance et dans le cas où l'installateur ait proposé une garantie de résultat solaire, c'est lui qui devra s'assurer du bon fonctionnement de l'installation. Les systèmes photovoltaïques sont extrêmement fiables : aucune pièce mécanique n'est en mouvement, les matériaux employés (verre, aluminium) résistent aux pires conditions climatiques (notamment à la grêle).
- La durée de vie d'un capteur photovoltaïque de l'ordre de 25 ans, et on estime actuellement la garantie de production à 80% après 20 ans pour la plupart des panneaux solaires de bonne qualité.

■ Solaire thermique

• Moyens disponibles

Le principe de l'énergie solaire thermique consiste à transformer l'énergie reçue par le Soleil en chaleur. Avec l'aide d'une autre énergie d'appoint, cette technique permet de produire de la chaleur pour :

- Le chauffage domestique,
- L'Eau Chaude Sanitaire (ECS),
- Les besoins en froid et en chaleur de certains procédés industriels.

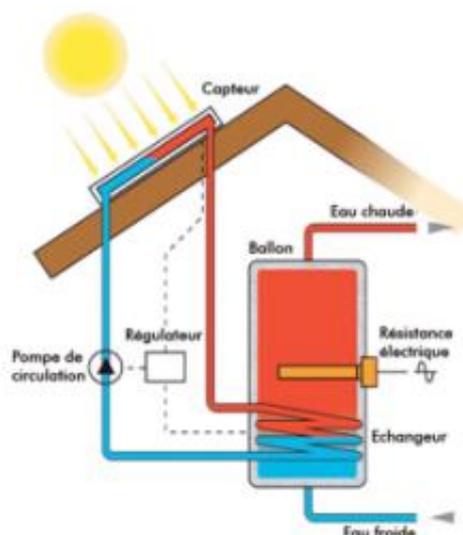


Figure 6. Schéma d'un système solaire thermique avec double échangeur - source : ADEME

Plusieurs types d'installation existent :

- Le Système Solaire Combiné (SSC) est une installation qui utilise le rayonnement solaire pour couvrir une partie des besoins en chauffage et en eau chaude sanitaire. En plus de réchauffer l'eau sanitaire, le fluide caloporteur transmet sa chaleur au réseau d'eau de chauffage également stockée dans un ballon par le biais d'un échangeur thermique. C'est ensuite l'eau de chauffage qui circule dans les radiateurs pour réchauffer l'air ambiant.
- Le Chauffe-Eau Solaire Individuel (CESI) est une installation permettant de chauffer l'eau d'une habitation grâce à l'énergie solaire. Il comprend un capteur à eau chaude, un ballon de stockage avec appoint électrique ou hydraulique, et les liaisons de tubes nécessaires.

Les systèmes potentiellement éligibles pour la zone dépendent des besoins. La correspondance entre les besoins et le type de capteur installé sont les suivants :

Besoins	Type de capteur
Préchauffage de l'eau	Capteurs non vitrés
Eau chaude sanitaire (ECS)	Capteurs plans
ECS + chauffage	Capteurs plans
Processus industriels à température moyenne (<70°C)	Capteurs plan
Processus industriels à température moyenne (<70°C)	Tubes sous vide
Climatisation	Tubes sous vide

Tableau 9. Correspondance entre les besoins et le type de capteur

Les estimations de production thermique du site d'Encagnane sont de **805 kWh/m².an** (à 35° inclinaison optimale, orienté plein sud).⁸

⁸ Source CalSol de l'INES

• **Contraintes**

Les contraintes spatiales et réglementaires ne sont pas très élevées.

Nature de la contrainte		Exigence	Conclusion pour le site	
THERMIQUE	Structures porteuses	Existence de structures porteuses pour les capteurs plans	+	Favorable, vigilance lors du de la conception des bâtiments pour permettre des expositions plein sud entre 37° et 50°
	Spatial	Espace disponible pour les capteurs, ballons...	+	Favorable

Tableau 10. Contraintes pour la pose de capteurs thermiques

Les capteurs solaires thermiques peuvent être à l'origine d'une nuisance visuelle, et leur installation est donc soumise aux dispositions réglementaires d'urbanisme. Une intégration harmonieuse serait nécessaire en cas d'implantation.

• **Aspects économiques**

Les fourchettes de prix sont les suivants :

- Pour l'implantation de simples CESI (Chauffe-Eau Solaire Individuels) de quelques mètres carrés, le coût varie entre 900 à 1500 €/m².
- Dans le cas de systèmes d'eau chaude collective de 20 à 40 m² de capteurs solaires installés, le prix varie en moyenne entre de 800 à 1200 €/m².
- Pour des systèmes de grande dimension de plus de 50 m², le coût peut descendre en dessous de 700 €/m².

Le coût moyen est donc de 900 €/m² installé pour un système utilisant des capteurs plans classiques.

L'ADEME, via son Fonds Chaleur, vise à financer des projets de production d'eau chaude solaire collective. Les autres aides sont consultables auprès des points Info Energie.

Pour les aspects chaleurs, les Chauffes Eau Solaires Individuels (CESI) sont couramment installés dans la construction neuve individuelle et dans les bâtiments collectifs.

2.3.3 Potentiel de développement de l'énergie solaire à l'échelle du projet

Le potentiel le plus important concerne l'architecture bioclimatique du projet. Les bâtiments non alignés sur la voirie disposent d'une liberté plus importante pour mener des projets bioclimatiques : il est possible de mieux tirer parti de l'énergie solaire et des vents dominants. En effet, un bâtiment bien conçu permet de limiter ses besoins énergétiques en termes de lumière, chaleur ou fraîcheur, et l'efficacité énergétique par l'architecture bioclimatique doit être recherchée autant que les solutions de production d'EnR.

Plusieurs options sont possibles pour l'installation de panneaux solaires sur les bâtiments :

- Panneaux intégrés sur les pentes de toit, avec une production intéressante bien que non-optimale,
- Panneaux installés horizontalement, avec une production intéressante bien que non-optimale,
- Panneaux installés à 39°, masqués par un muret se fondant avec les murs du bâtiment, avec une production optimale mais un volume moindre du bâtiment.

Le potentiel photovoltaïque est intéressant pour des investissements de long terme et/ou pour des bâtiments bioclimatiques. La précision des besoins, la saisonnalité de la consommation et de la production doivent affiner le dimensionnement d'une telle installation.

Le potentiel thermique est également très intéressant pour la production de chaleur : l'installation de modules solaire thermique en toiture d'une partie du projet suffirait à couvrir les besoins de chaleur des logements.

Concernant le financement d'un projet solaire, différents portages peuvent être envisagés, comme le montrent de nombreux exemples de démocratisation des énergies renouvelables. Par exemple, un tiers investissement pourrait être imaginé, soit par la collectivité, soit par un ou des investisseurs privés, soit par des citoyens à travers du financement participatif. La collectivité peut directement investir dans une Société Anonyme ou une Société d'Economie Mixte qui porterait un projet photovoltaïque, mais également via une SCIC⁹.

Plusieurs autres pistes d'utilisation du potentiel solaire sont à exploiter par l'aménageur :

- Des **abris bus ou abris vélos ou ombrières** piétonnes ou parking peuvent être intégrés dans le cadre des aménagements généraux, en synergie avec des bornes de recharges électriques ou à minima des places de parking spécifiques (pouvant accueillir une flotte de véhicules en autopartage).
- Les **plantations d'arbres** sur l'espace public peuvent aussi être utilisées pour créer des **masques solaires d'été** ou de **brises vents**.

⁹ SCIC : Société Coopérative d'Intérêt Collectif, associant autour d'un projet des acteurs salariés, des acteurs bénéficiaires et des contributeurs. Par exemple, la SCIC Energie Citoyenne dans le Pas-de-Calais réunit les sociétaires (160 citoyens, 7 CIGALES, 6 associations, 8 entreprises et 1 commune) autour de la production photovoltaïque sur 3 toitures.

2.4 Géothermie

2.4.1 Principes d'exploitation de la géothermie

La géothermie regroupe l'ensemble des technologies qui permettent d'exploiter la chaleur de la Terre. Elle offre un réservoir énergétique immense et un panel de solutions qui répondent à des besoins variés :

- **La production de chaud** : la chaleur présente sous la surface de la Terre est captée puis valorisée directement ou via une pompe à chaleur (PAC) si le niveau de température est insuffisant. Cela permet le chauffage des bâtiments, la production d'eau chaude sanitaire, ou encore la production de chaleur pour des procédés industriels ou agricoles.
- **La production de froid et de frais** : en été, la température du sous-sol à faible profondeur est inférieure à celle de l'air extérieur. Ce frais peut être récupéré et utilisé directement dans les bâtiments pour le rafraîchissement, ou l'utilisation d'une pompe à chaleur réversible en mode « froid » permet une climatisation en sollicitant très peu le système électrique.
- **La production d'électricité** : les ressources géothermiques dont les températures dépassent 110 °C permettent de produire de l'électricité, que l'on peut éventuellement coupler avec de la production de chaleur. On parle alors de cogénération.

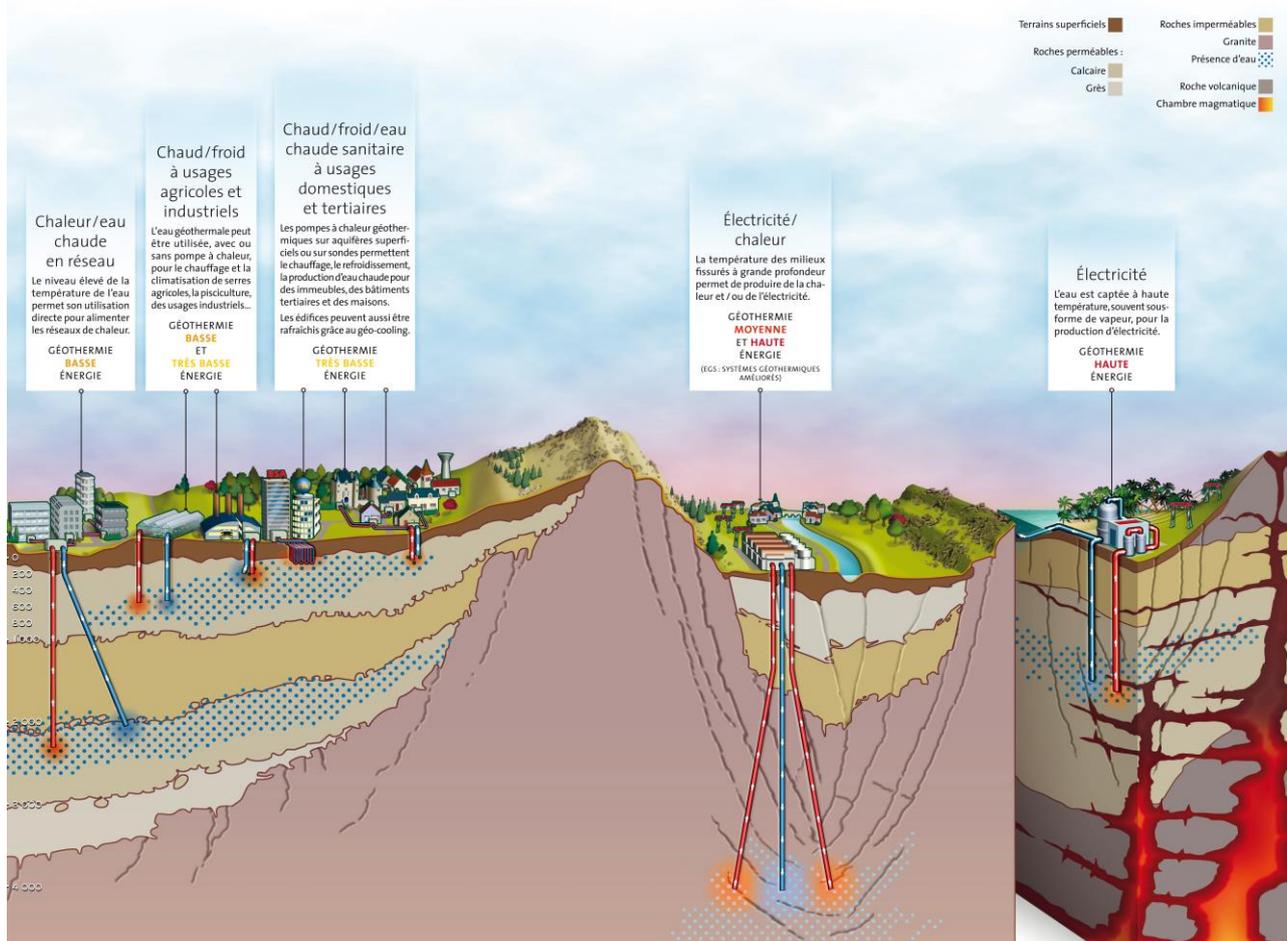


Figure 7. Les géothermies et leurs usages - BRGM¹⁰ - Connexités

¹⁰ BRGM : le Bureau de recherches géologiques et minières est l'organisme public français de référence dans le domaine des sciences de la Terre pour la gestion des ressources et des risques du sol et du sous-sol.

La température du sous-sol augmente avec la profondeur. C'est ce que l'on appelle le gradient géothermique. En moyenne en France, la hausse est de 3,3°C par 100 mètres.

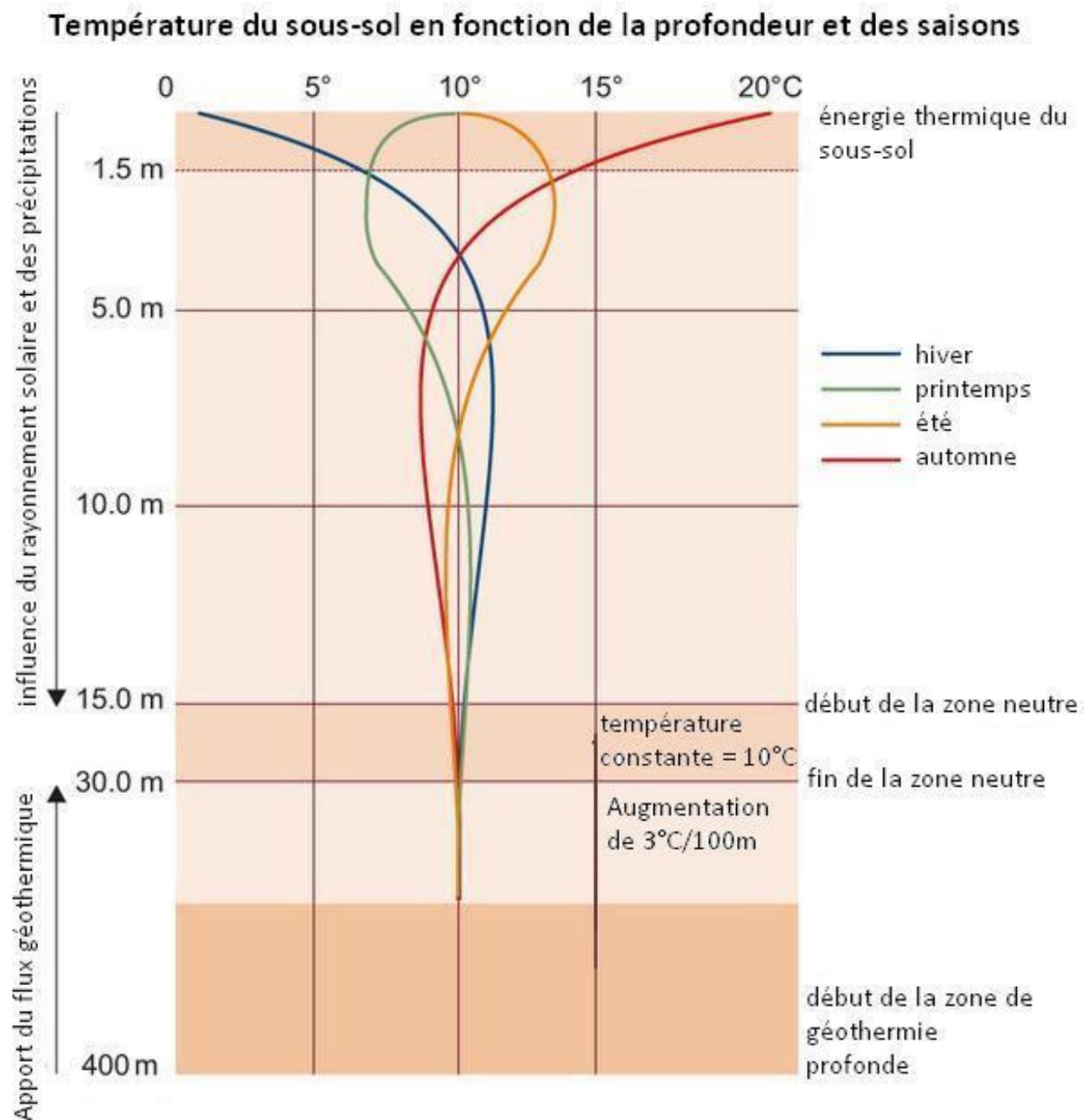


Figure 8. Température du sous-sol en fonction de la profondeur et des saisons

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.
- **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).
- **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). On parle aussi de géothermie de surface lorsque l'énergie est captée à moins de 200 mètres de profondeur. 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 caloporteur¹¹. La chaleur captée est alors transférée par le biais d'une pompe à chaleur au milieu à chauffer.

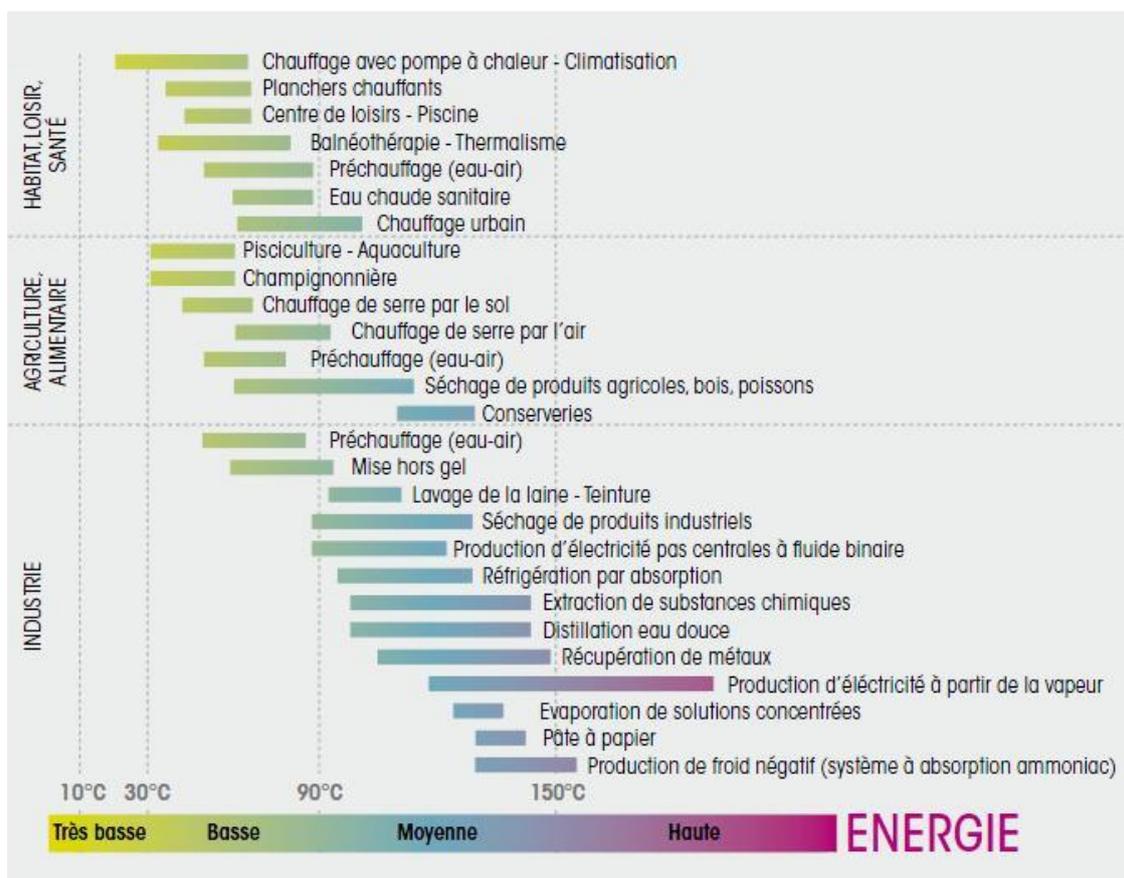


Figure 9. Lien entre la température de la chaleur et son utilisation

¹¹ Fluide caloporteur : fluide (gaz ou liquide) qui par ses propriétés physiques permet de transporter de la chaleur d'un point à un autre.

2.4.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

- Moyens disponibles

- > Géothermie profonde

La géothermie profonde est une énergie renouvelable dont les ressources sont abondantes sur le territoire français :

- dans les aquifères profonds pour un usage direct en réseau de chaleur notamment (sous-sol des bassins parisien et aquitain, **des fossés rhénan et rhodanien**, de la Limagne (Massif Central) et du Hainaut),
- dans les zones volcaniques pour la production d'électricité,
- dans les fossés d'effondrement pour la production d'électricité et/ou de chaleur par cogénération (vallées du Rhin et du Rhône et dans le Massif Central essentiellement).

Une opération de géothermie profonde nécessite la réalisation d'un ou de plusieurs forages permettant d'acheminer le fluide chaud à la surface et de le réinjecter : grâce à un échangeur thermique, l'énergie du fluide géothermal est transférée au réseau de chaleur qui la distribue en surface. L'ensemble de ce circuit crée une boucle géothermale primaire. Afin de ne pas refroidir le réservoir, les points de prélèvement et de réinjection de l'eau se trouvent à une certaine distance l'un de l'autre (1 kilomètre minimum). Une seule plateforme de forage suffit alors pour positionner les puits de production et d'injection dont la trajectoire dévie dans le sous-sol (puits déviés). Une plateforme de forage nécessite une emprise au sol de 5 000 à 8 000 m².

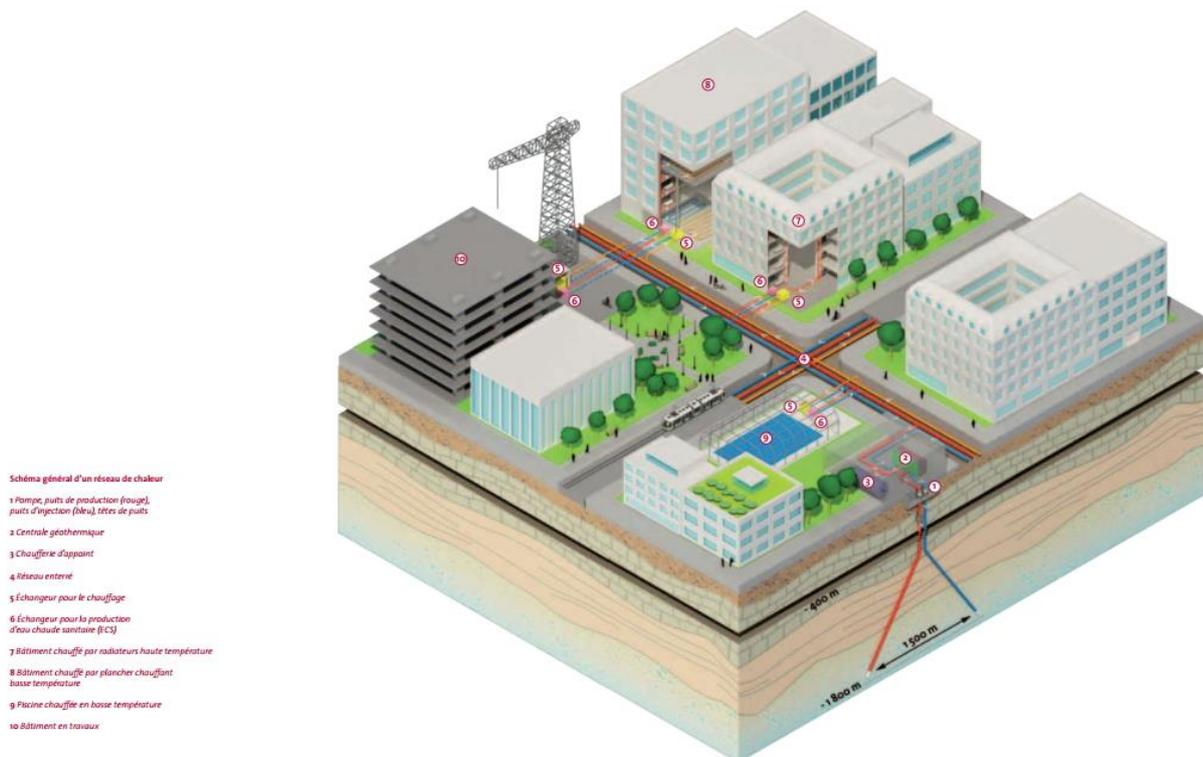


Figure 10. Centrale géothermique sur réseau de chaleur – ADEME et BRGM

> Géothermie de surface

La géothermie de surface est une énergie verte présente presque partout en France. Ces ressources se situent :

- soit au sein de roches du sous-sol (alors exploitées en boucle fermée),
- soit dans des nappes d'eau souterraine (alors exploitées en boucle ouverte), à des profondeurs généralement inférieures à 200 mètres.

L'atlas des ressources géothermiques de la région PACA regroupe les informations relatives à la géothermie dite "en nappe" (échanges de chaleur à partir d'eau prélevée et rejetée par forages en doublet) et à la géothermie dite "hors nappe" (échanges de chaleur à partir de sondes géothermiques verticales).

Les systèmes géothermiques dits "en boucle fermée" sont constitués d'une boucle de tuyau dans laquelle circule un fluide caloporteur qui transmet son énergie à une pompe à chaleur (PAC). Ce circuit est installé en sous-sol et peut se présenter sous différentes géométries :

- **Les échangeurs (ou capteurs) horizontaux** constitués de tubes installés en boucles enterrés horizontalement à faible profondeur (de 0,80 à 1,20 mètre),
- **Les échangeurs compacts**, sous forme de ressorts cylindriques ou coniques, implantés entre 1 et 10 mètres de profondeur,
- **Les échangeurs verticaux**, sous la forme d'une ou plusieurs sondes verticales,
- **Les fondations thermoactives**, où le réseau de tubes dans lequel circule le fluide caloporteur est directement intégré au béton armé des éléments de fondations (pieux, parois moulées, dalles, semelles ou autres éléments en béton en contact avec le sol).

Afin de dimensionner correctement l'installation, l'étude de terrain est très importante. En effet, la quantité de chaleur transférée du sol au fluide calorifique dépend de la nature du sol. Plus celui-ci sera humide, et plus la conductibilité thermique sera élevée. La puissance d'extraction des sondes est fonction de cette conductibilité thermique.



Figure 11. Echangeurs horizontaux

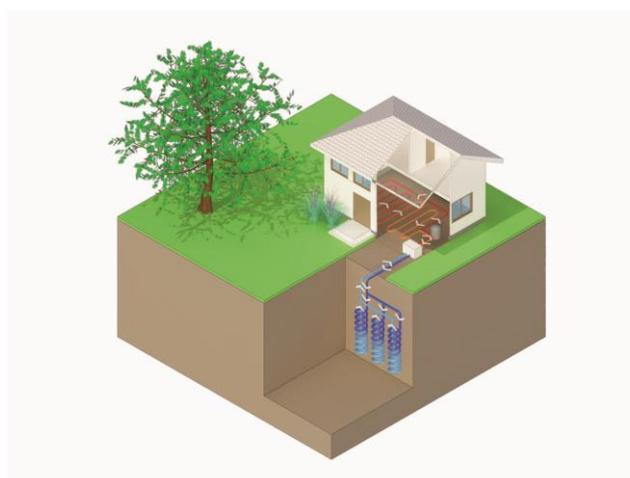


Figure 12. Échangeurs compacts

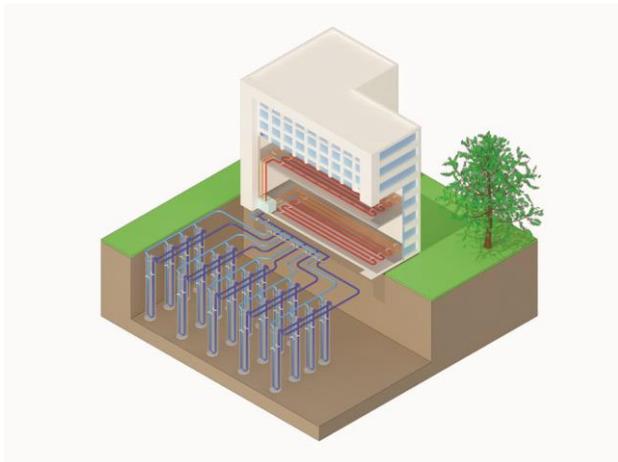


Figure 13. Échangeurs verticaux

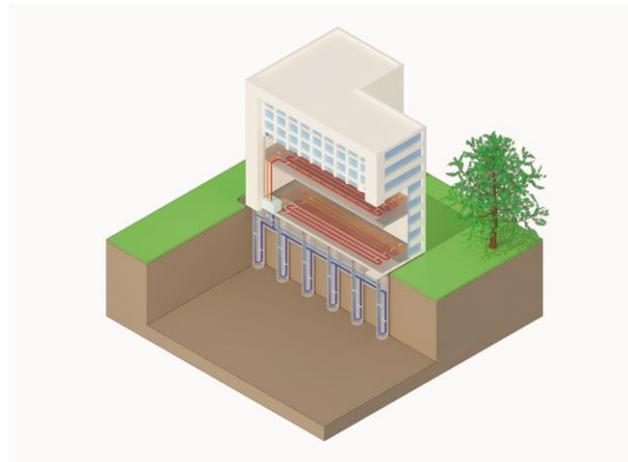


Figure 14. Fondations thermoactives

Un système géothermique en boucle ouverte valorise l'énergie de l'eau souterraine et nécessite généralement deux forages (doublet). Un premier forage ("de production") est utilisé pour le pompage de l'eau souterraine. Il est acheminé à un échangeur thermique qui transmet l'énergie à une pompe à chaleur (PAC). Un second forage ("d'injection") assure la réinjection de l'eau souterraine dans son milieu d'origine.

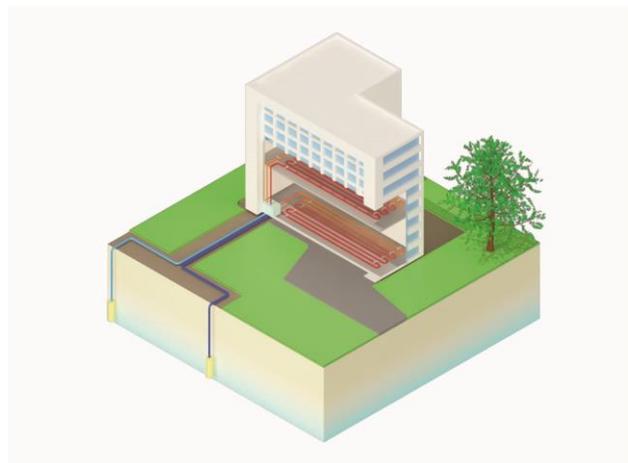


Figure 15. Système en boucle ouverte

Les évaluations de la faisabilité en fonction de la profondeur par le BRGM sont les suivantes :

Profondeur	Commentaires
Profondeur < 5 m	Forage de moindre coût mais le risque provoqué par l'injection dans le même aquifère de l'eau prélevée, est défavorable au projet.
5 m ≤ Profondeur < 15 m	Forage de moindre coût permettant la réalisation économique d'un projet de PAC sur nappe pour un pavillon.
15 m ≤ Profondeur < 30 m	Le coût du forage pèse fortement sur l'économie d'un projet de PAC sur nappe pour un pavillon
30 m ≤ Profondeur < 100 m	Le coût du forage ne peut être amorti que par une forte consommation en surface (petit collectif ou ensemble de plusieurs pavillons sur micro réseau)

Les évaluations de la faisabilité en fonction du débit par le BRGM sont les suivantes :

Débit	Commentaires
Débit exploitable < 5 m ³ /h	Le risque d'échec de production est élevé. La ressource est considérée comme faible.
5 m ³ /h < Débit exploitable < 10 m ³ /h	Cette gamme de débit permet d'envisager le chauffage de logements individuels
10 m ³ /h < Débit exploitable < 50 m ³ /h	Cette gamme de débit permet d'envisager le chauffage de bâtiments de 1000 à 5000 m ²
Débit exploitable > 50 m ³ /h	Cette gamme de débit permet d'envisager le chauffage de bâtiments supérieurs à 5000 m ²

> Pompe à chaleur (PAC)

Pour produire du chaud avec une PAC géothermique, un échangeur thermique transfère la chaleur prélevée de la source froide (sous-sol, nappe) au fluide caloporteur de la PAC. Au niveau de l'évaporateur, le fluide change d'état et se transforme en vapeur. Le compresseur comprime cette vapeur, augmentant ainsi sa température. Dans le condenseur, la vapeur transmet sa chaleur au milieu à chauffer (source chaude). La température et la pression du fluide caloporteur s'abaissent après passage dans un détendeur, ce qui autorise une nouvelle absorption de chaleur et un nouveau cycle de la PAC.

Le coefficient de performance (COP) théorique d'une pompe à chaleur est le rapport entre la quantité d'énergie produite et la quantité d'énergie électrique consommée pour cela. Le COP réel de la machine est inférieur au COP théorique car il intègre les pertes et les consommations des équipements auxiliaires. Le COP théorique correspond à la performance énergétique de la PAC en mode chaud, mesuré selon les normes en vigueur définies au niveau européen (norme EN 14511-2). Plus cette valeur est élevée, meilleure est la machine. Les valeurs de COP réels données par les constructeurs sont généralement comprises entre 4 et 5, c'est à dire que pour 1 kWh électrique consommé par la PAC, 4 à 5 kWh thermiques sont restitués. L'appellation EER (coefficient d'efficacité frigorifique) traduit l'efficacité d'un système thermodynamique quand il produit du froid (équivalent du coefficient de performance "COP" pour le chauffage).

Une PAC installée pour du chauffage peut également permettre de produire de l'eau chaude sanitaire : on parle dans ce cas d'une PAC double service. Le chauffe-eau thermodynamique (CET) est une pompe à chaleur de petite puissance dédiée exclusivement à la production d'eau chaude sanitaire. Les modèles "géothermiques" valorisent la chaleur du sous-sol.

Grâce à une PAC réversible, il est possible de produire de la chaleur en hiver et du froid en été.

La géothermie de surface peut aussi permettre de valoriser directement la température du sous-sol pour le rafraîchissement naturel d'un bâtiment en été. Cette technique s'appelle le géocooling. Son principe est de faire circuler, via un échangeur thermique, le fluide caloporteur qui provient du système géothermique placé dans le sous-sol, plus frais, directement dans le réseau du bâtiment, améliorant ainsi le confort d'été. La pompe à chaleur n'étant pas sollicitée, cela rend cette solution particulièrement économique. La PAC peut néanmoins continuer à produire l'eau chaude sanitaire en parallèle.

> Boucle d'eau tempérée

Certaines ressources géothermiques, couplées à des besoins particuliers, permettent d'alimenter en chaud et/ou en froid un îlot de bâtiments, voire un éco-quartier dont les besoins sont mutualisés. Cette infrastructure est appelée "boucle d'eau tempérée". Elle se compose généralement de deux tubes (un chaud, un froid) transportant de l'eau à basse température (par exemple à 10 ou 15 °C) à un ensemble de bâtiments équipés chacun de pompes à chaleur géothermiques. Les bâtiments nécessitant du chauffage prélèvent la chaleur et refroidissent le tube "froid". Cela améliore les performances de la production de froid des bâtiments nécessitant du rafraîchissement, qui eux-mêmes réchauffent le tube "chaud" de la boucle.

• Contraintes

> Profondeurs inférieures à 10 mètres

Tous les systèmes géothermiques dont la profondeur ne dépasse pas 10 mètres ne demandent aucune démarche de déclaration ou d'autorisation au titre du code minier.

> Profondeurs de 10 à 200 mètres relevant du régime de la "géothermie de minime importance"

Le cadre réglementaire relatif à la géothermie de minime importance a fait l'objet d'une révision par le décret n° 2015-15 du 8 janvier 2015. Pour l'application de l'article L. 112-3 du code minier, sont considérées comme des exploitations de gîtes géothermiques à basse température relevant du régime de la minime importance les activités géothermiques ci-après :

Pour les échangeurs fermés :

- profondeur d'installation supérieure à 10 m et jusqu'à 200 m,
- une puissance soutirée du sous-sol inférieure à 500 kW.

Pour les échangeurs ouverts (sur aquifère) :

- profondeur d'installation supérieure à 10 m et jusqu'à 200 m,
- une puissance soutirée du sous-sol inférieure à 500 kW,
- une température de l'eau puisée en sous-sol inférieure à 25 °C,
- un prélèvement et une réinjection dans le même aquifère, et la différence entre les volumes prélevés et réinjectés est nulle,
- un débit pompé inférieur à 80 m³/h et 200 000 m³/an.
- une variation de la température de la nappe dans un rayon de 200 mètres inférieure à 4 °C.

Ces systèmes sont soumis à télé-déclaration. Toute installation réalisée au titre de la Géothermie de Minime Importance (GMI) doit faire appel à un foreur qualifié, certifié RGE/FAIRE.

Pour prévenir les déformations du sous-sol et préserver la ressource en eau, il est nécessaire de consulter les cartes des zones règlementaires de la Géothermie de Minime Importance (GMI). Ces cartes définissent des zones relatives aux aléas du sous-sol :

- La zone verte correspond à l'absence de risques identifiés mais demande de recourir à un foreur qualifié.

- En zone orange, la réalisation de l'ouvrage requiert une attestation établie par un expert agréé par le ministère de la Transition écologique (expert ayant des compétences en géologie, hydrogéologie, ...) et le recours à un foreur qualifié.
- En zone rouge, les installations ne sont pas considérées comme relevant de la GMI : elles exigent une procédure d'autorisation auprès des directions régionales en charge de l'environnement.

> Profondeurs de 10 à 200 mètres ne relevant pas du régime de la "minime importance" et profondeurs supérieures à 200 mètres

Si le système géothermique se situe à une profondeur de 10 à 200 mètres mais ne répond pas à toutes les conditions citées au paragraphe précédent, ou s'il dépasse 200 mètres de profondeur, il relève du régime de l'autorisation.

• Aspects économiques

L'aspect économique d'une installation peut se décomposer comme ce qui suit :

➤ L'investissement initial

Il comprend le prix du matériel, le prix des forages et celui de la pose.

Le nombre et la profondeur des sondages étudiés précédemment est le paramètre le plus influent sur le coût total de l'installation. Ceux-ci varient ainsi entre 50 et 100€ pour le mètre linéaire de sonde.

Un test de réponse thermique pourra dans ce cadre être réalisé afin de mesurer la géologie, les paramètres thermiques du sol ainsi que de prévoir la technologie de forage adaptée. De cette manière, certaines caractéristiques intéressantes peuvent être dégagées et leur exploitation pourra permettre une réduction des coûts plus ou moins importante.

Le coût de l'investissement initial d'une pompe à chaleur sur aquifère est estimé à 80 à 185€ par m².

➤ Le coût de fonctionnement

Il comprend le prix de la maintenance et celui du fonctionnement électrique de la PAC thermodynamique. Le coût de fonctionnement d'une pompe à chaleur à capteurs verticaux est estimé entre 2,3 et 3,7 €/m²/an.

➤ Les diverses aides au financement

Les opérations de géothermie avec champ de sonde sont éligibles au Fond de chaleur géré par l'ADEME et les régions. « Le Fond de Chaleur a pour but de financer les projets de production de chaleur en énergies renouvelables tout en garantissant un prix inférieur à celui de la chaleur produite à partir d'énergies conventionnelles » (<http://www.ademe.fr>). Il est destiné à l'habitat collectif, aux collectivités et aux entreprises.

Pour les particuliers, il existe un crédit d'impôt pour la pose d'échangeurs et les pompes à chaleur géothermique. Les crédits du FEDER peuvent aussi être attribués dans le cadre d'opérations géothermiques.

La garantie Aquapac est obligatoire pour des PAC de puissance supérieure à 30 kW. C'est une assurance créée par l'ADEME, le BRGM et EDF et qui couvre les risques géologiques liés à la possibilité et à la pérennité d'exploitation de la chaleur des aquifères.

2.4.3 Potentiel de développement de la géothermie à l'échelle du projet

Le BRGM a produit une carte définissant les caractéristiques du sous-sol :

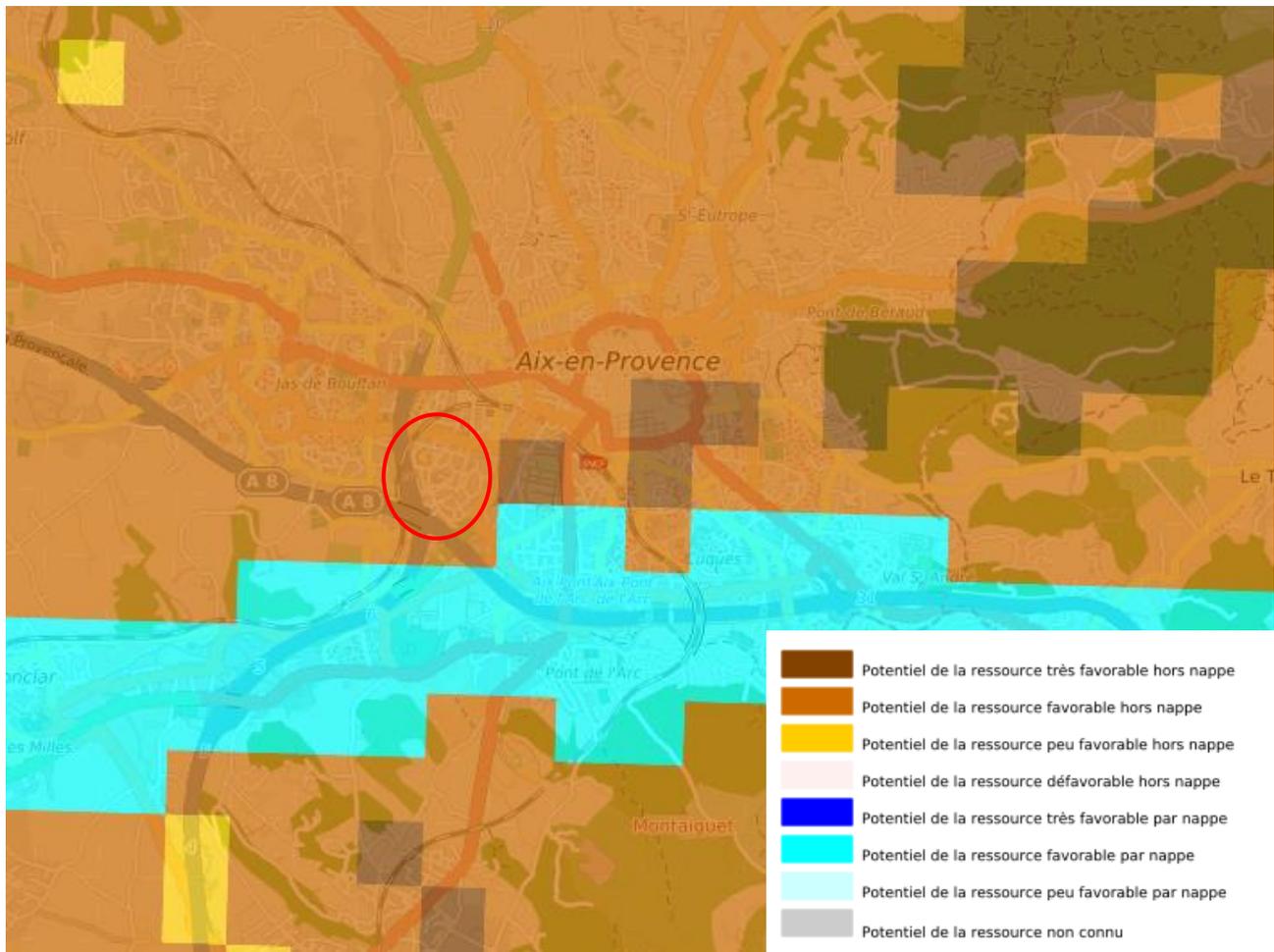


Figure 16. Ressources géothermiques de surface sur système ouvert et fermé- BRGM

L'atlas des ressources géothermiques de la région PACA regroupe les informations relatives à la géothermie dite "en nappe" (échanges de chaleur à partir d'eau prélevée et rejetée par forages en doublet) et à la géothermie dite "hors nappe" (échanges de chaleur à partir de sondes géothermiques verticales).

Le potentiel est indiqué comme favorable hors nappe.

Le zonage réglementaire géothermique est le suivant :

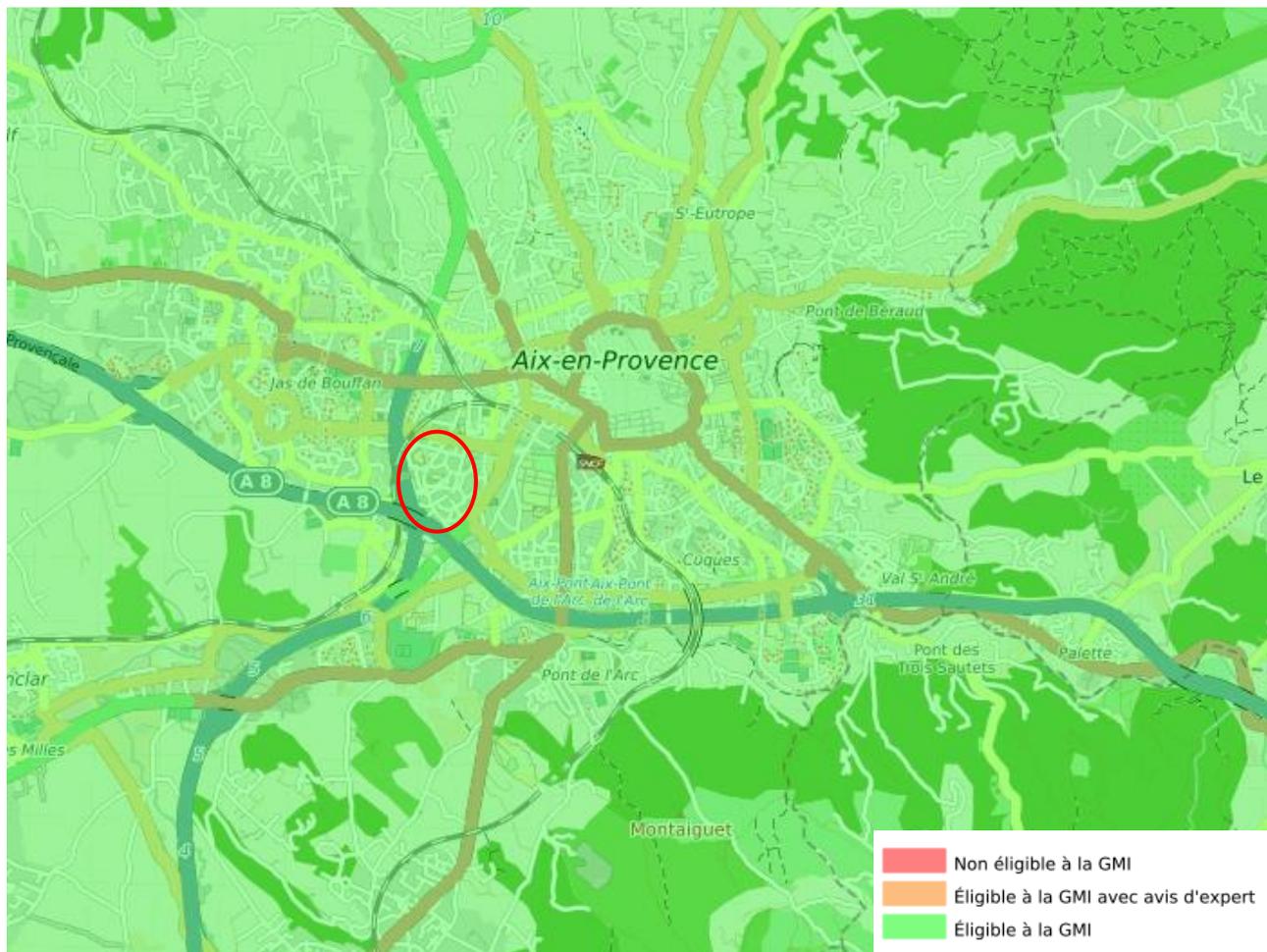


Figure 17. Carte des zones réglementaires de la géothermie de minime importance – BRGM

Le site est indiqué comme éligible à la GMI.

Une étude spécifique sera à conduire pour déterminer précisément le potentiel géothermique.

2.5 Aérothermie

2.5.1 Principes d'exploitation de l'aérothermie

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 de ces 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. Cette énergie thermique est présente dans l'air même lorsqu'il fait froid dehors.

Un coefficient de performance (COP) de 3,5 signifie qu'à partir d'1 kWh d'énergie électrique pour faire fonctionner la pompe à chaleur, celle-ci restitue 3,5 kWh de chaleur en puisant dans les calories de l'air extérieur ou du sol.

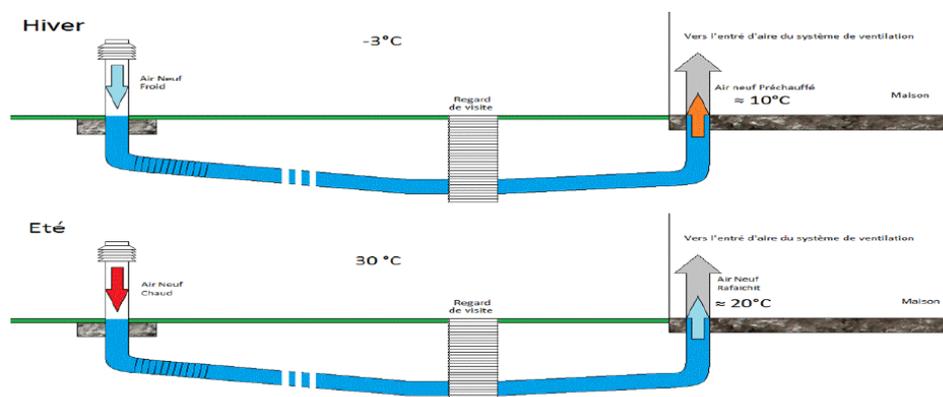


Figure 18. Schéma de principe de fonctionnement du puits canadien

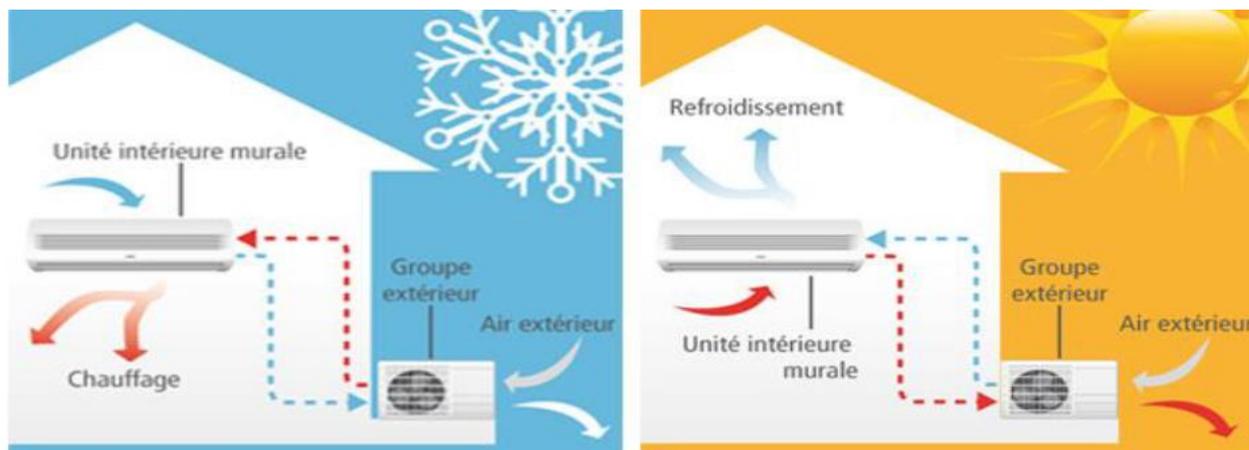


Figure 19. Schéma de principe de fonctionnement de la pompe à chaleur

2.5.2 Technologies disponibles

• Moyens disponibles

Les PAC aérothermiques connaissent une forte croissance depuis quelques années. Leurs performances ne sont toutefois pas nécessairement les meilleures de toutes les technologies de pompes à chaleur. Celles qui fonctionnent sur l'air extrait, peuvent être tout à fait intéressantes, avec des COP de l'ordre de 6 ou 7. Les PAC aérothermiques sont une solution intéressante pour la climatisation, en remplacement de systèmes classiques très énergivores.

Les pompes à chaleur (PAC) permettent de valoriser une source de chaleur souvent diffuse et présente à une température insuffisante. Elles fonctionnent sur le même principe : transfert de chaleur d'une source froide à une source chaude. Le transfert est réalisé par le biais d'une énergie mécanique (souvent un compresseur) et permet de rehausser le niveau de température. Le principe est réversible permettant parfois d'inverser le chauffage par du refroidissement. L'utilisation d'une pompe à chaleur permet de diviser, en moyenne, par trois la consommation d'énergie nécessaire au chauffage.

> Pompe à chaleur air/air

Cette pompe à chaleur récupère la chaleur de l'extérieur et la transfère à un niveau de température plus élevé dans l'air ambiant du logement. La pompe à chaleur est généralement installée en extérieur.

> Pompe à chaleur air/eau

Cette installation récupère la chaleur de l'extérieur et la transfère à un niveau de température plus élevé dans le circuit d'eau chaude de l'installation du chauffage. La pompe à chaleur est généralement installée en extérieur. Les pompes à chaleur génèrent de l'eau dite à basse température, soit voisine de 50°C au maximum. De ce fait, elles sont particulièrement adaptées à des circuits basse température comme les planchers chauffants.

Le rendement théorique des PAC en mode chauffage est : $COP = T_{chaude} / (T_{chaude} - T_{froide})$. Le COP est d'autant plus élevé que les températures des sources chaudes et froides sont proches.

Type de PAC	Source/gisement de calories/source froide	Température de la source froide	COP théorique maximal PAC	Stabilité en cours de saison
Air/Eau	Air	Moyenne de 5,9° ¹² Variable en journée et selon saisons et inversées par apport aux besoins	6,7 variable	Variable Performance plus forte en mi saison
Eau/Eau	Eaux usées	11/17°C	7,4/8,6	Plutôt stable sur des conduites collectives

Tableau 11. Rendement théorique des pompes à chaleur

- **Contraintes**

Les pompes à chaleur, notamment les « Air-Air », ont un COP qui diminue fortement avec la température (les appels de puissance des logements équipés d'une PAC air-air sont presque au niveau de ceux du chauffage électrique direct les jours les plus froids de l'année). Les performances d'une PAC sont caractérisées par son efficacité énergétique saisonnière, qu'on retrouve sur l'étiquette énergétique de la PAC. Cette étiquette indique également la classe énergétique de la PAC : A+, A++ ou A+++.

Un système de chauffage d'appoint peut être nécessaire dans certains cas.

- **Aspects économiques**

Le coût d'installation d'une pompe à chaleur dépend de son dimensionnement et des besoins de chaleur et/ou de froid du bâtiment concerné.

2.5.3 Potentiel de développement de l'aérothermie à l'échelle du projet

La solution aérothermique peut être retenue par les aménageurs, c'est une technologie maîtrisée recommandée pour produire localement l'énergie consommée par les bâtiments. Pour accroître l'efficacité de la mise en œuvre de ces moyens, il faudra encadrer ce type d'installation par des objectifs de performance contraignants.

¹² Température extérieure moyenne en saison de chauffe, station météorologique de Lesquin.

2.6 Énergies marines

2.6.1 Principes d'exploitation des énergies marines

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.

2.6.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

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.

2.7 Energie hydraulique

2.7.1 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 2^{ème} 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.

2.7.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

- **Moyens disponibles**

Les centrales gravitaires mettent à profit l'écoulement de l'eau et un dénivelé. Elles peuvent être classées en fonction du débit turbiné et de leur hauteur de chute. Il existe trois types de centrales gravitaires :

- Les **centrales au fil de l'eau** utilisent le débit d'un fleuve et fournissent une énergie de base produite « au fil de l'eau » et injectée immédiatement sur le réseau. Elles nécessitent des aménagements simples et beaucoup moins coûteux que les centrales de plus forte puissance : petits ouvrages de dérivation, petits barrages servant à dériver le débit disponible de la rivière vers la centrale,
- Les **centrales d'éclusée** dans les grands fleuves à relativement forte pente comme le Rhin ou le Rhône, des barrages sur le fleuve ou sur un canal parallèle au fleuve provoquent des suites de chutes d'eau décimétriques qui ne perturbent pas la vallée dans son ensemble grâce à des digues parallèles au fleuve. Les usines hydroélectriques placées aux pieds des barrages turbinent l'eau du fleuve. Une gestion fine de l'eau stockée entre deux barrages permet de fournir de l'énergie de pointe en plus de l'énergie de base.
- Les **centrales-lacs (ou centrales de hautes chutes)** sont également associées à une retenue d'eau créée par un barrage. Leur réservoir important (constante de vidage de plus de 200 heures) permet un stockage saisonnier de l'eau et une modulation de la production d'électricité.

- **Contraintes**

De fortes contraintes réglementaires s'appliquent au développement de projets hydroélectriques, notamment environnementales et techniques.

En effet, la création de barrages crée des impacts sur la continuité écologique des cours d'eau (vie aquatique, blocage des sédiments) et sur la mortalité de certaines espèces migratrices (les anguilles, par exemple). De même, les ouvrages de génie civil nécessaires à la construction des centrales de production sont massifs et techniques.

- **Aspects économiques**

Les coûts d'investissement :

- pour la basse chute : de 2 000 euros/kW à 4 000 euros/kW environ pour des installations de puissance allant de 50 kW à 7 500 kW ;
- pour la haute chute : de 1 900 euros/kW à 2 500 euros/kW environ pour des installations de puissance allant de 1 000 kW à 7 500 kW.

Les coûts complets de production :

- pour la basse chute : de 60 euros/MWh à 120 euros/MWh environ pour des installations de puissance allant de 50 kW à 7 500 kW ;
- pour la haute chute : de 60 euros/MWh à 80 euros/MWh environ pour des installations de puissance allant de 1 000 kW à 7 500 kW.

2.7.3 Potentiel de développement de l'énergie hydraulique à l'échelle du projet

Aucun cours d'eau n'emprunte l'emprise du projet.

Le potentiel de développement de l'énergie hydraulique est donc nul.

2.8 Biomasse

2.8.1 Principes d'exploitation de la biomasse

Dans le domaine de l'énergie, le terme de biomasse regroupe l'ensemble des matières organiques pouvant devenir des sources d'énergie. Ces matières organiques qui proviennent des plantes sont une forme de stockage de l'énergie solaire, captée et utilisée par les plantes grâce à la chlorophylle.

Elles peuvent être utilisées soit directement (bois énergie), soit après une méthanisation de la matière organique (biogaz), ou de nouvelles transformations chimiques (biocarburant).

2.8.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

■ Bois énergie

• Moyens disponibles

La disponibilité de la ressource en bois énergie (BE) est fortement liée à la ressource forestière, mais aussi au développement des autres débouchés du bois : bois d'œuvre (BO) et bois d'industrie (BI) notamment. Le bois d'énergie ne représente qu'une partie de l'utilisation actuelle du bois (21 % en 2016), en progression constante depuis 1975.

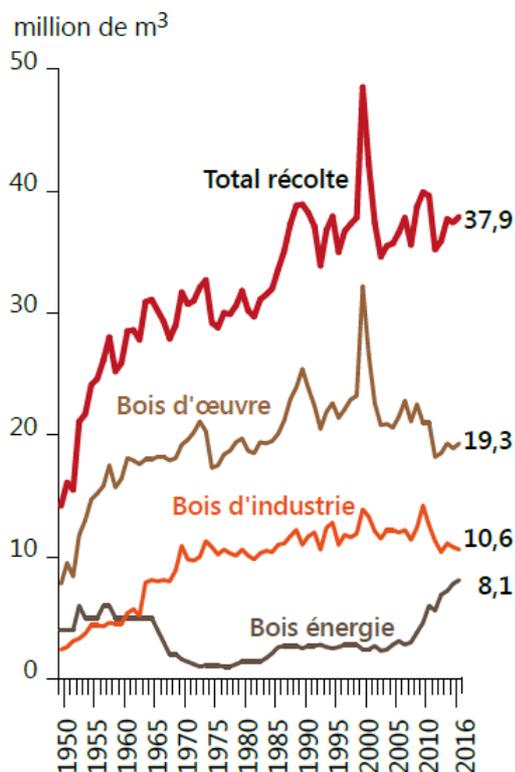


Figure 20. Récolte de bois commercialisé de 1950 à 2016 (source : Agreste – Enquête annuelle de branche exploitation forestière)

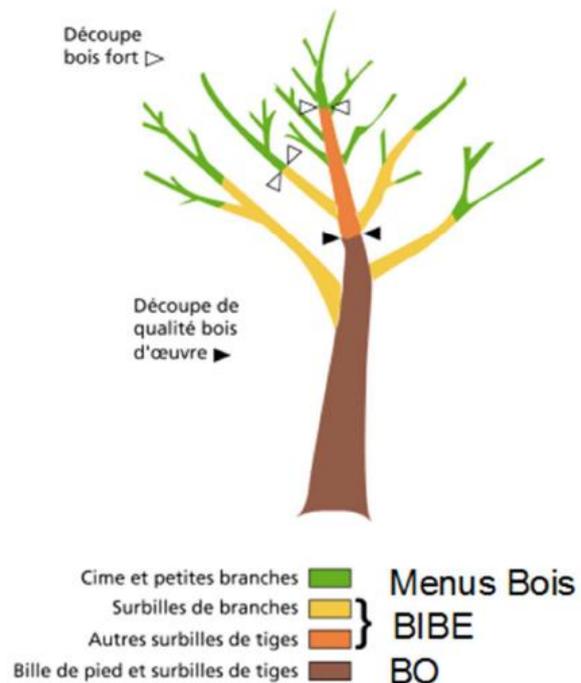


Figure 21. Usage potentiel de chaque arbre (source : Ademe – Disponibilités forestières pour l'énergie et les matériaux à l'horizon 2035)

Le développement de l'utilisation de la biomasse dans les opérations neuves doit se faire préférentiellement par des chaudières collectives centralisées de taille importante, à haut rendement énergétique et équipées de dispositifs de dépollution performants, alimentant des réseaux de chaleur, ou à l'échelle d'un bâtiment dans des chaudières collectives à haut niveau de performance. Un tel réseau pourrait bénéficier d'apport de chaleur fatale industrielle comme source supplémentaire. La provenance du combustible est un point important à considérer : un approvisionnement local est à privilégier.

Les opérateurs de combustion varient des simples poêles à bois individuels aux chaudières de grosse capacité (jusqu'à 20 MWth¹³ et plus), en passant par les chaudières de petite et moyenne puissance (jusqu'à 1 MWth).



Figure 22. Exemples de procédés à base de biomasse¹⁴

• **Contraintes**

Certains procédés basiques (poêles à bois, ...) relèvent d'une combustion traditionnelle tandis que d'autres plus sophistiqués permettent d'optimiser le rendement voire d'approvisionner automatiquement en biocombustible (chaudière, chaufferie). Ce tableau récapitule les avantages et les inconvénients des systèmes de combustion individuels possibles¹⁵. Par ailleurs, **l'utilisation de foyer ouvert est à proscrire** : ce mode de combustion est incomplet et favorise la création de particules fines et de polluants atmosphériques. De plus, la récupération de l'énergie est très faible, de l'ordre de 10% de l'énergie libérée.

	Avantages +	Inconvénients -
Foyer fermé, poêle à bois bûche	Installation facile, alimentation à partir de bûches	Faible autonomie, rendement et régulation de la diffusion moyens, entretien
Poêle à granulés	Autonomie pouvant être importante, possibilité de régulation, stockage en format sac ou vrac, bon rendement	Niveau sonore, coût du granulé, branchement électrique
Chaudière granulés individuel	Automatisation équivalente à une chaudière fioul ou gaz Bon rendement Autonomie très importante, chauffage central, couplage possible avec du solaire thermique	Espace de stockage et local dédié à la chaudière, entretiens fréquents
Chaufferie collective	Automatisation, rendement très élevé en cas de bon dimensionnement, gains d'échelle	Procédures techniques et administratives pour l'implantation

Tableau 12. Avantages et inconvénients des systèmes de combustion individuels

¹³ MWth : Mégawatt thermique, unité de mesure de la puissance thermique transformée en électricité.

¹⁴ Foyer fermé (à gauche), poêle à bûche (centre gauche), granulés de bois (centre droit) et chaufferie à grande puissance (droite).

¹⁵ Polenn

En théorie, toutes les gammes de puissance peuvent être générées par des unités de combustion de biomasse : les critères contraignants sont davantage liés à la disponibilité du biocombustible, à son adéquation, à l'opérateur et aux paramètres économiques.

Un dimensionnement approprié des installations en fonction des besoins est essentiel pour éviter les pertes de rendements. De ce point de vue, il est généralement préférable de sous-dimensionner l'unité biomasse pour qu'elle produise à pleine puissance et d'y adjoindre un appoint.

Avec appoint, une chaudière biomasse couvre classiquement entre 80 et 90% des besoins¹⁶ :

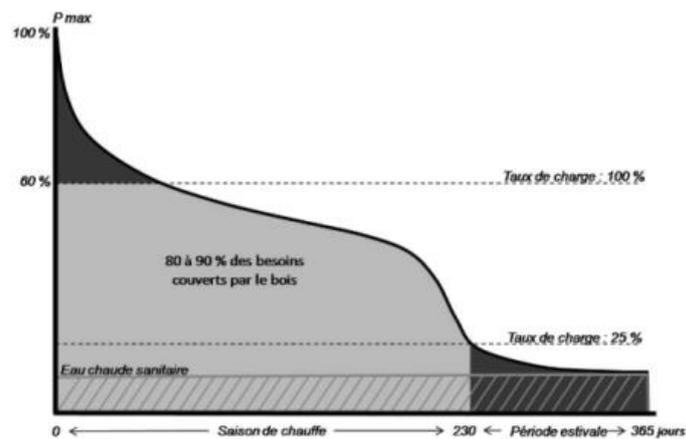


Figure 23. Monotone type de charge de besoins thermiques

• Aspects économiques

Les coûts initiaux d'investissement des systèmes à biomasse sont plus élevés que les coûts d'investissement des systèmes conventionnels à combustibles fossiles (chaudière gaz). Toutefois, à long terme, ils peuvent être plus rentables surtout si le prix des énergies fossiles s'accroît rapidement. Or, cela ne manquera pas d'arriver au cours des prochaines années compte tenu de leur raréfaction et de la hausse continue de la demande. Il reste néanmoins difficile à apprécier quantitativement cette hausse même si les tendances sont bonnes comme le rappelle ce bilan établi en 2011 par l'ADEME¹⁷.

¹⁶ Source : Biomasse Normandie

¹⁷ ADEME : Enquête sur le prix des combustibles bois en 2012

■ Méthanisation

• Moyens disponibles

La filière biogaz agricole, avec des installations de petites tailles, dites « à la ferme », et des installations de taille plus importantes, dites « centralisées », représente, en 2012, 35 % de la production de biogaz sur le territoire français, derrière les installations de stockage de déchets non dangereux (production de 54 % du biogaz).

La puissance électrique installée fin septembre 2016 à l'échelle nationale (méthanisation et ISDND) est de 385 MW. L'objectif de développement à l'échelle nationale est très ambitieux (+40% en deux ans).

On trouve un projet de méthanisation¹⁸ à proximité du projet : à la STEP la Pioline, à Aix-en-Provence, un projet est en cours, pour injecter sur le réseau GRDF 200 Nm³/h.

Le projet d'Encagnane pourrait abriter ou se raccorder à une installation de méthanisation, et le gaz produit pourrait alimenter un réseau de chaleur interne.

• Contraintes

L'article R. 543-226 du code de l'environnement (issu du Grenelle de l'environnement de 2010) instaure que les producteurs ou détenteurs d'une quantité importante de déchets composés majoritairement de biodéchets autres que les déchets d'huiles alimentaires sont tenus d'en assurer le tri à la source en vue de leur valorisation organique (les déchets d'huiles alimentaires doivent être valorisés sans préciser la filière).

L'arrêté du 12 juillet 2011 fixe les seuils progressifs de 2012 à 2016 : 10 t/an de biodéchets, déchets d'huiles alimentaires, 60 l/an.

Les secteurs économiques les plus directement concernés par l'instauration de cette obligation sont la restauration collective, le commerce alimentaire, l'entretien des espaces verts et les industries agroalimentaires pour lesquelles le tri à la source est déjà réalisé.

¹⁸ Source : <https://carto.sinoe.org/carto/methanisation/flash/>

• Aspects économiques

Les coûts initiaux d'investissement des systèmes à biomasse sont plus élevés que les coûts d'investissement des systèmes conventionnels à combustibles fossiles (chaudière gaz). Toutefois, à long terme, ils peuvent être plus rentables surtout si le prix des énergies fossiles s'accroît rapidement selon la raréfaction de la ressource et de la hausse continue de la demande.

Les coûts d'investissement comprennent trois postes :

- **Le coût de l'unité de production** de chaleur et des tuyaux d'acheminement.
Pour des petites unités de production suffisantes pour alimenter un ménage, les prix moyens tournent autour de 10k€ pour une chaudière à bois bûches, 13k€ pour une chaudière bois-granulés et 20k€ pour une chaudière bois déchiquetée. Pour des installations de plus grandes puissances, l'ARENE cite des prix de 380 à 535 € HT/kW (chaufferies de 100 à 500 kW), de 275 à 425 €HT/kW (chaufferies de 500kW à 1MW) et de 230 à 305 €HT/kW si la puissance est supérieure à 1 MW.
- **Le coût des études, de la pose et de l'entretien.** A nouveau, les prix varient grandement en fonction de la taille considérée d'installation.
- **Le coût du combustible :** en moyenne les produits dérivés du bois sont deux à trois fois moins chers que des énergies fossiles telles que le gaz ou le fioul. Leur cours est surtout peu sensible aux fluctuations au contraire de ceux du pétrole. Les fourchettes de prix actuels sont les suivantes :

Type		€/MWh PCI ^{19/ 20}	Type	€/MWh PCI
Bois	Bûches	25 à 35	Plaquettes grossières	15 à 17
	Granulés	30 à 50	Ecorces	8 à 13
	Plaquettes fines	20 à 25	Sciure	7 à 9

Tableau 13. Fourchettes de prix des combustibles

Les aides actualisées lors de la construction seront consultables auprès des points Info Energie et sur le site suivant : <http://www.bois-et-vous.fr>.

Le développement du bois (bois-énergie et bois matériau) est un des moyens efficaces pour réduire les émissions des gaz à effets de serre. Mais il doit s'accompagner de précautions pour limiter ses impacts sur la qualité de l'air et doit être porté par une valorisation de ressources locales et la montée en puissance de la filière bois (production, transformation...).

¹⁹ PCI : Pouvoir Calorifique Intérieur, il indique la quantité de chaleur pouvant être produite avec une certaine quantité de combustible (solide, liquide ou gazeux)

²⁰ MWh PCI : unité commune aux différents types de combustibles qui utilisent des unités peu comparable (litre, m3, tonne)

2.8.3 Potentiel de développement de la biomasse à l'échelle du projet

■ Bois énergie

Le potentiel de développement est fort mais s'accompagne parallèlement d'une politique de gestion forestière. Le développement de chaudières biomasse doit se faire préférentiellement via des équipements collectifs notamment avec réseaux de chaleur pour des raisons de qualité de l'air.

■ Méthanisation

Au niveau local, il est important d'intégrer la chambre d'agriculture dans les réflexions, afin de mobiliser les agriculteurs proches du site d'implantation. Le projet doit également sensibiliser les habitants, car des projets de méthanisation cristallisent généralement une opposition locale. La création d'un projet de méthanisation doit faire l'objet d'une étude approfondie, prenant en compte les gisements locaux, liés à d'éventuelles exploitations agricoles du projet ou autour.

2.9 Réseau de chaleur

2.9.1 Principes d'exploitation des réseaux 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.

Les sources habituelles de production de chaleur sont :

- Les énergies conventionnelles (fossiles) telles que le gaz ou le fioul, qui produisent de la chaleur par leur combustion ; ces énergies sont fortement émettrices de gaz à effet de serre. Elles sont bien adaptées à la fourniture de chaleur pendant les pointes.
- Les énergies renouvelables : la biomasse (bois, résidus agricoles, cultures énergétiques...) qui produit de la chaleur par combustion dans une chaufferie spécifique, la géothermie profonde qui permet la récupération de la chaleur (via un échangeur) de nappes aquifères profondes (à partir de 1500m de profondeur).
- L'énergie de récupération telle que la chaleur fatale²¹ dégagée lors de l'incinération des déchets dans les UIOM²² ou encore celle issue de sites industriels. (55% des besoins pour le réseau de chaleur de Dunkerque sont issus des hauts fourneaux d'ArcelorMittal).

Le marché des réseaux de chaleur est important avec près de 2 millions d'équivalent logements raccordés en France (données 2010). L'objectif est de doubler ce résultat en 2020. Les débouchés sont à 58% dans le secteur résidentiel.

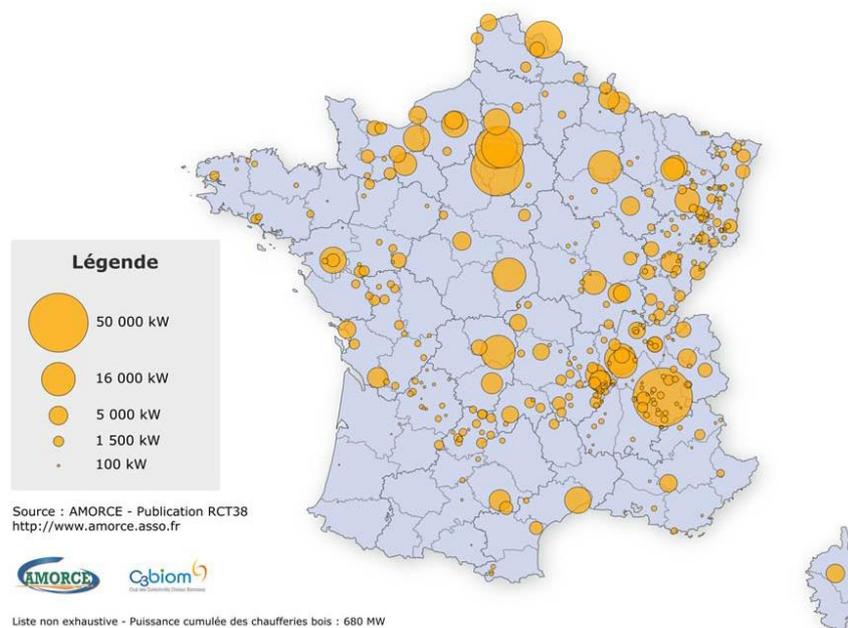


Figure 24. Les réseaux de chaleur avec chaudière biomasse (données 2012 source AMORCE)

²¹ Chaleur fatale : production de chaleur dérivée d'un site de production, qui n'en constitue pas l'objet premier, et qui, de ce fait, n'est pas nécessairement récupérée.

²² UIOM : Unité d'Incinération d'Ordures Ménagères

La température de réseau est variable selon les sources et les utilisateurs :

- Le **réseau eau chaude** a une température comprise entre 60° et 110°C. Il est généralement prévu pour les groupes d'immeubles d'habitation ou de bureaux, ou encore les hôpitaux et établissements industriels qui ne consomment pas de vapeur. Cette température est adaptée aux nouveaux logements performants thermiquement avec des émetteurs (radiateurs) basse température ou chauffage par plancher.
- Le **réseau eau surchauffée** a une température comprise entre 110°C et 180°C. Il est principalement utilisé dans les réseaux de grande envergure qui alimentent des bâtiments nécessitant des températures élevées (laveries, abattoirs, industries ...).
- Le **réseau vapeur** a une température de 200°C à 300°C. Son utilisation est de plus en plus limitée. Il est présent essentiellement pour la fourniture de chaleur industrielle, mais Paris l'utilise pour son réseau de chaleur (réseau de la CPCU).

Au départ les réseaux de chaleurs desservait des zones denses et des demandeurs de grande quantité d'énergie. La distribution était réalisée à haute température (départ à 100°C). Avec l'essor de solutions d'émetteurs basse-température (radiateurs, chauffage au sol), les réseaux basse-température (départ à 70°C) sont devenus plus intéressants.

Les sources supplémentaires pour les réseaux de basse température sont les suivantes :

- Solaire thermique,
- Géothermie peu profonde,
- Récupération de chaleur des eaux usées des bâtiments,
- La chaleur fatale industrielle de faible température.

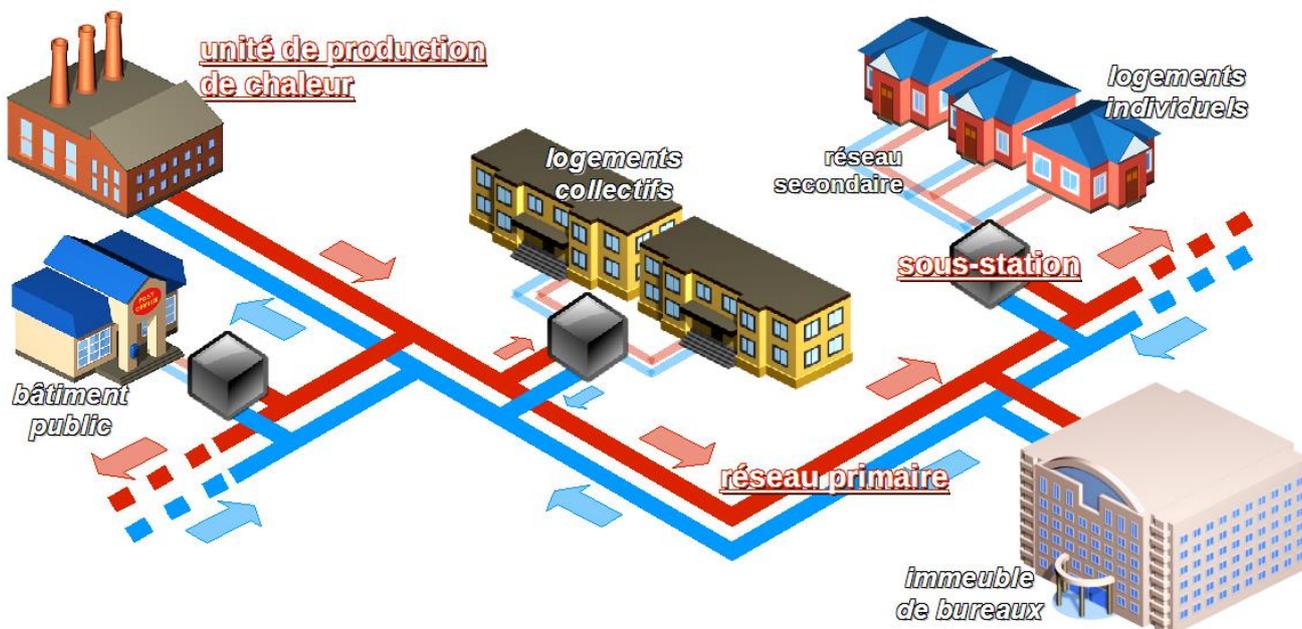


Figure 25. Constitution d'un réseau de chaleur (source CEREMA)

2.9.2 Définition du gisement local, contraintes réglementaires et aspects économiques

■ Moyens disponibles

Les émetteurs de chaleur fatale (installations d'une puissance thermique totale supérieure à 20 MW et soumises à autorisation au titre de la réglementation des installations classées ICPE) situés à proximité d'un réseau de chaleur doivent réaliser une analyse coûts-avantages afin d'étudier les possibilités de valorisation de la chaleur fatale et, si la solution est jugée rentable, elle doit être mise en œuvre. De même, tout projet de réseau de chaleur doit également évaluer les différents potentiels de récupération de chaleur fatale.

On considère également les énergies de récupération soient 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.

● Réseaux de chaleur existants



Figure 26. Réseaux de chaleur à proximité (ViaSéva)

Le projet est desservi par un réseau de chaleur : celui d'Aix-en-Provence, de 12 km, géré par ENGIE, desservant 7 543 équivalents-logements à travers 94 points de livraison, et fonctionnant à 100% par des énergies renouvelables et de récupération (biomasse), et produisant 72 752 MWh de chaleur.

Ce réseau de chaleur pourra fournir les besoins de chaleur du projet, puisqu'il fournit déjà les bâtiments existants, et que le respect de la RE 2020 réduira a priori les besoins de chaleur du quartier.

• Opportunités de création d'un réseau de chaleur à partir d'énergies de récupération

Certains process industriels utilisent beaucoup de chaleur, qui peut parfois être récupérée et valorisée à travers un réseau de chaleur.

Les Installations Classées pour la Protection de l'Environnement déclarant une puissance de combustion, et donc produisant de la chaleur, ont été recensées aux abords (< 10km) du projet :

Société	Activité	Puissance combustion déclarée au titre des ICPE ²³	Distance ²⁴
EAST BALT AIX	Activités des sièges sociaux	0,95 MW	7 km
Easydis AIX 2	Activités des sièges sociaux	1,25 MW	7 km
GCSPA	Etablissements de santé	2, 67 MW	1,3 km

Tableau 14. Industriels potentiellement fournisseurs de chaleur fatale

La puissance déclarée est faible, au regard de la distance à parcourir pour la valoriser dans le réseau de chaleur existant, sauf pour le GCSPA qui est probablement déjà raccordé.

La station d'épuration de la Pioline, distante de 3,5 km, d'une capacité de 164 167 EH est à étudier comme sources de récupération de chaleur basse température : **Cela représente un potentiel de récupération de chaleur par l'exploitant de la station, qui pourrait ensuite alimenter un réseau de chaleur.**

■ Aspects économiques

La mise en place d'un réseau de chaleur pose toujours une équation économique qui se distingue par un investissement élevé, ou en tous cas plus élevé que pour la plupart des solutions individuelles ou décentralisées (rapporté à la surface chauffée par exemple). Ce surinvestissement est compensé par des coûts de fonctionnement moindres et mieux maîtrisés (meilleurs rendements de production, énergie « primaire » et coûts d'exploitation moindres). C'est ainsi qu'en coût global, analysé sur la durée de vie des équipements, ces projets trouvent leur justification économique.

Le mode de gestion peut être multiple : gestion directe sous la forme d'une régie, délégation de service public ou gestion mixte. Le temps de retour sur investissement long est bien adapté aux investissements publics en autofinancement. Le coût d'investissement peut être aussi financé par un concessionnaire.

L'aspect économique d'une installation peut se décomposer comme ce qui suit :

- L'investissement initial des équipements et du réseau (entre 500 et 900 €HT/ml selon la section et la longueur),
- Le coût de fonctionnement (qui comprend le prix de la maintenance et de l'approvisionnement pour les chaudières gaz ou biomasse),
- Les divers aides au financement.

Le coût de pose d'un mètre de réseau est de l'ordre de 500 à 900€. Ce coût dépend bien sûr en réalité de très nombreux facteurs liés à chaque projet.

Usuellement, le seuil critique de rentabilité d'un réseau de chaleur est autour de 1,5MWh/ml de réseau.

²³ Source : <https://www.georisques.gouv.fr/risques/installations/donnees#/>

²⁴ Distance par la route : l'enfouissement de réseaux comportent de nombreuses contraintes à étudier au cas par cas.

2.9.3 Potentiel de développement des réseaux de chaleur à l'échelle du projet

Pour qu'un réseau de chaleur puisse être économiquement viable, il faut que la densité thermique ($densité = \frac{Quantité\ de\ chaleur\ délivrée\ sur\ 1\ an\ (MWh)}{Longueur\ de\ tranchée\ du\ réseau\ (m)}$) soit au minimum de 1,5. Les réseaux les plus denses ont une densité supérieure à 8.

L'étude de l'intérêt du développement d'un réseau de chaleur pour alimenter le projet pourra être réalisée lorsque les intentions d'aménagement seront connues (surface de logements, surface pour les autres usages, ...).

Les sources d'énergie mobilisables pour ce réseau seront de préférence :

- Biomasse (technologie éprouvée, production stable dans le temps, meilleur moyen de réduction des GES),
- Solaire thermique,
- Géothermie.

Le projet pourra continuer à utiliser la chaleur renouvelable fourni par le réseau de chaleur d'Aix-en-Provence.

2.10 Synthèse

Énergies mobilisables	Vecteur énergétique	Commentaires	Potentiel de production	Coûts	Echelle pour la mise en place	Type d'installation
Eolien	Electricité	Petit éolien : Bien que présentant un potentiel de vent favorable, l'implantation de petites éoliennes (H<12m) est techniquement possible, mais leur pertinence à l'échelle des besoins n'est pas avérée. Envisageable en tant que démonstrateur de solutions innovantes.	Entre 0,5 et 9 MWh/an	De 8 000€ à 70 000€ pour un modèle de 20 kW	Bâtiment	Individuelle
		Grand éolien : Le potentiel pour le grand éolien est très limité du fait de l'urbanisation, des sensibilités écologiques, paysagères.	Environ 5 000 MWh/an pour une machine de 2,5 MW	Ordre de grandeur : 1,5 M€/MW installé	Quartier / Ville	Collectif
Solaire	Chaleur	Thermique : Cette solution semble être tout à fait pertinente pour la production d'ECS (Eau Chaude Sanitaire).	Environ 558 kWh/m ² /an	Entre 900 à 1 500€/m ²	Bâtiment	Individuelle
	Electricité	Photovoltaïque : Cette solution est envisageable sur le projet par la mise en place de capteurs photovoltaïque en toiture. La réflexion doit maintenant être réalisée à l'échelle de chaque ilot pour vérifier la faisabilité technique.	110 kWh/m ² .an	De 2 300€/kW à 4 000€/kW	Quartier / Ville	Collectif
					Bâtiment	Individuelle

Énergies mobilisables	Vecteur énergétique	Commentaires	Potentiel de production	Coûts	Echelle pour la mise en place	Type d'installation
Géothermie	Chaleur	Une mise en œuvre adaptée sur l'ensemble du projet.	Potentiel incertain	Entre 350 et 600€/kW	Bâtiment	Individuelle
Aérothermie	Chaleur	Dispositif adapté au projet d'aménagement dans le cadre d'une production de chaleur individuelle.	Potentiel fort		Bâtiment	Individuelle
Marine	Electricité	Pas de possibilité sur le site			Quartier/Ville	Collective
Hydraulique	Electricité	Pas de possibilité sur le site			Quartier/Ville	Collective
Biomasse bois énergie	Chaleur	Potentiel de développement fort.	Potentiel fort, selon les besoins d'énergie	Les coûts initiaux d'investissement des systèmes à biomasse sont plus élevés que les coûts d'investissement des systèmes conventionnels à combustibles fossiles (chaudière gaz)	Bâtiment	Individuelle
					Quartier/Ville	Collective
Biomasse méthanisation	Chaleur / Electricité	Potentiel de développement fort.	Potentiel fort, selon les besoins d'énergie	De 230 à 535€ /kW	Quartier/Ville	Collective
Biogaz, gaz de décharge, gaz de récupération	Chaleur / Electricité	Ces sources d'énergies fatales sont valorisables par la création d'un réseau de chaleur reliant les producteurs (sites industriels, stations d'épuration, centre hospitalier) et les consommateurs du projet.	5,7MW	500 à 900 €/ml de réseau	Quartier/Ville	Collective
Chaleur fatale	Chaleur				Bâtiment	Individuelle
Chaleur des eaux usées						

Tableau 15. Synthèse des gisements pour le projet

2.11 Pistes à étudier pour le projet

Plusieurs options sont à approfondir par les porteurs de projet, en fonction de l'échelle des projets :

- A l'échelle de chaque bâtiment :
 - Production de chaleur via la géothermie, l'aérothermie, le solaire thermique,
 - Production d'électricité via le solaire photovoltaïque,
- A l'échelle du projet, avec la création de réseaux privés :
 - Production d'électricité via le solaire photovoltaïque,
- A l'échelle du quartier/ de la ville, en coopération avec d'autres acteurs, avec la création de réseaux :
 - Production de chaleur ou d'électricité via une unité de méthanisation,
 - Utilisation du réseau de chaleur existant.

CHAPITRE 3. COUVERTURE DES BESOINS DU PROJET

3.1 Estimation des besoins

3.1.1 Hypothèses

Les normes de la RE 2020 sont très précises :

- **Consommation de chauffage n'excédant pas 12 kWh/m² et par an**, grâce à une isolation performante, une ventilation efficace et une conception bioclimatique satisfaisante ;
- **Consommation totale d'énergie primaire** (c'est-à-dire le chauffage, l'eau chaude sanitaire, l'éclairage et les appareils électriques) **inférieure à 100 kWh par m² et par an** ;
- Production d'énergie renouvelable couvrant les besoins énergétiques de la maison (**bilan passif**) ou les surpassant (**bilan positif**).

3.1.2 Les postes de consommation du projet

Les valeurs ci-dessous donnent des ordres de grandeurs en première approche des besoins énergétiques pour 425 logements, avec une surface de plancher totale de 28 914 m², et de 3 663 m² d'équipements :

Hypothèses		Calculs			
Nombre de logements	425		Logements	Commerces, activités et équipements	Total
Surface par logement m ²	68	Surfaces à chauffer m ²	28 914	3 663	32 577
Besoin chaleur chauffage kWh/m ²	12	Besoin chaleur chauffage MWh	347	44	391
Besoin électricité autre kWh/m ²	88	Besoin électricité autre MWh	2544	322	2 867
Besoin énergie primaire kWh/m ²	100	Besoin énergie primaire MWh	2891	366	3 258

Tableau 16. Besoins estimés du projet en RE2020

Cette première estimation donne une consommation d'énergie primaire, pour le projet de l'ordre de 3 258 MWh par an, à couvrir par la production locale d'énergies renouvelables.

3.1.3 Les équivalents en production solaire

Certains systèmes de production d'énergie, notamment les solaires, sont dimensionnés par la surface d'implantation disponible des panneaux :

- Près de 2 hectares de panneaux photovoltaïques seraient nécessaires pour couvrir les besoins d'électricité du projet, les surfaces de toitures et de parking actuelles permettraient de couvrir 71% des besoins d'électricités,
- 486 m² suffiraient à couvrir les besoins de chauffage (hors Eau Chaude Sanitaire).

Les autres systèmes de production ont moins de contraintes spatiales.

3.2 Opportunité de raccordement à un réseau de chaleur

Les besoins en chaleur pour le chauffage du projet, très faibles en raison des objectifs de faible consommation de la RE2020, pourront être couverts par le réseau de chaleur existant déjà à Aix et desservant le site du projet.

3.3 Préconisations

L'aménageur peut choisir d'intégrer plusieurs types d'énergies renouvelables sur son projet :

- Développer des bâtiments économes notamment par les **principes architecturaux bioclimatiques**, la compacité des bâtiments, les murs solaires et les ouvertures vitrées pour favoriser les apports passifs, l'ombrage pour créer une climatisation naturelle,
- Garantir l'efficacité des bâtiments par des tests de performance à l'issue des constructions (perméabilité...) ou l'obligation d'une garantie sur le résultat thermique dans le cadre des marchés de travaux,
- Intégrer des **solutions techniques économes** concernant les utilités (éclairage, chauffage, production de vapeur, production de froid),
- Chercher les projets mutualisés privés notamment sur les réseaux de chaleur,
- Intégrer des moyens de production d'énergie sur le projet, en privilégiant soit la production individuelle avec la **géothermie, l'aérothermie, le solaire thermique et photovoltaïque**, soit la production collective avec la **création d'un réseau de chaleur** alimenté par la **biomasse** ou le solaire thermique.