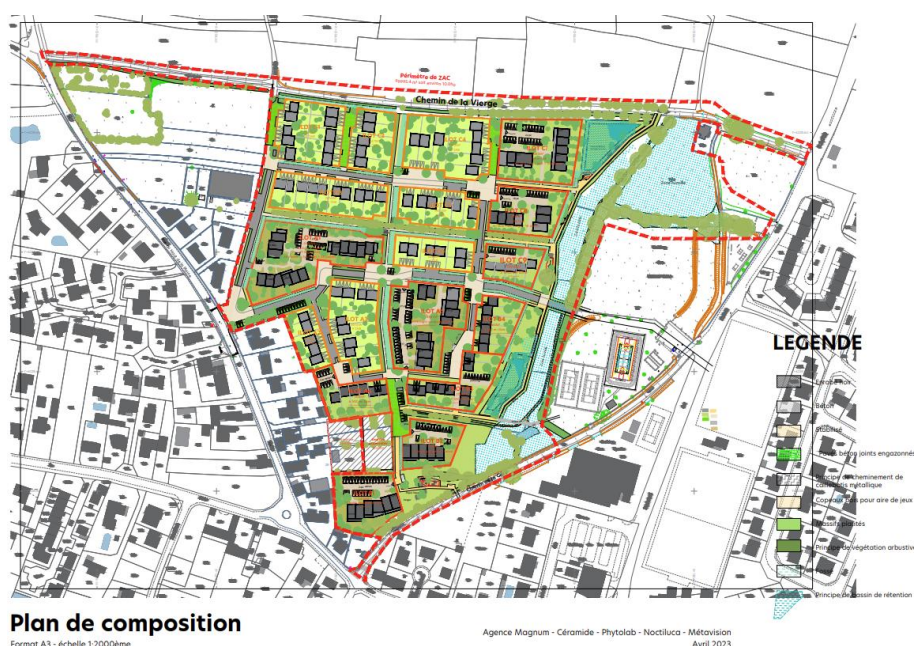


Etude de potentiel de développement en énergies renouvelables

ZAC Extension du Centre Bourg – La Plaine-sur-Mer



Version 2
5 Juin 2023

Rédactrice :
Kristelle LE CAM
✉ : kristelle.lecam@akajoule.com
☎ : 07 68 95 86 13

Mise à jour 2023 : Agathe CARPENTIER

DESCRIPTION DU DOCUMENT

Référence projet : 1934EPX-POTENTIEL ENR ZAC La Plaine sur Mer

Titre du rapport : Etude de faisabilité – Potentiel de développement en énergies renouvelables – ZAC Extension du Centre Bourg – La Plaine-sur-Mer

Client : LAD SELA

Date du document : 05/06/2023

Résumé : L'objectif de ce rapport est d'étudier le potentiel de développement des énergies renouvelables sur la future extension de la ZAC Extension du Centre-Bourg à La Plaine-sur-Mer.

Le programme de travaux a évolué entre la première version de l'étude (année 2022), et la présente mise à jour de 2023.

REDACTION DU DOCUMENT

Rédigé par : Kristelle LE CAM

Vérifié par : Delphie BOUTIN

Approuvé par : Guillaume ACCARION

Mis à jour : Agathe CARPENTIER

QUALIFICATION ET REGLEMENTATION

La société Akajoule est qualifiée auprès de l'OPQIBI sous le numéro 14 04 26 90 pour la réalisation de :

- Audit énergétique des bâtiments (tertiaires et/ou habitations collectives) (1905)
- Audit énergétique dans l'industrie (1717)
- Audit énergétique et CO2 des activités de transport de marchandises et/ou de personnes (0607)
- Étude de réseaux de transport de chaleur et de froid (1319)
- Ingénierie des installations de production utilisant la biomasse en combustion (2008)
- Étude d'installations de production utilisant l'énergie solaire photovoltaïque (2011)
- Ingénierie des installations solaires utilisant l'énergie solaire photovoltaïque (2015)

Sommaire

Table des matières

1	INTRODUCTION	5
2	PRESENTATION DES ENJEUX ENERGETIQUES	7
2.1	REGLEMENTATION THERMIQUE	7
2.2	PRINCIPES DE BIOCLIMATISME	9
2.3	BESOINS ENERGETIQUES LIES AUX TRANSPORTS	10
2.4	CONTEXTE TERRITORIAL	11
2.4.1	LE PLAN CLIMAT-AIR-ENERGIE TERRITORIAL DE PORNIC AGGLO PAYS DE RETZ	11
2.4.2	LE PLAN LOCAL D'URBANISME	12
3	ANALYSE DU PROJET	13
3.1	ANALYSE DU PARCELLAIRE ET DU BATI	13
3.2	CALCUL DES BESOINS ENERGETIQUES	16
4	POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT DES ENR	19
4.1	FILIERE SOLAIRE	19
4.1.1	SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE	19
4.1.2	SOLAIRE THERMIQUE	22
4.2	FILIERE EOLIENNE	24
4.2.1	PRESENTATION DE LA FILIERE	24
4.2.2	POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT	24
4.3	GEO THERMIE	24
4.3.1	PRESENTATION DE LA FILIERE	24
4.3.2	POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT	26
4.4	FILIERE AEROTHERMIE	29
4.4.1	PRESENTATION DE LA FILIERE	29
4.4.2	POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT	29
4.5	FILIERE BIOMASSE	30
4.5.1	PRESENTATION DE LA FILIERE	30
4.5.2	POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT	31
4.6	FILIERE METHANISATION	32
4.6.1	PRESENTATION DE LA FILIERE	32
4.6.2	POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT	32
4.1	RECUPERATION DE CHALEUR SUR EAUX USEES	33
4.1.1	PRESENTATION DE LA FILIERE	33
4.1.2	POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT	35
4.2	RACCORDEMENT A UN RESEAU DE CHALEUR	36
4.2.1	PRESENTATION	36
4.2.2	POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT	37
4.3	SYNTHESE DES POTENTIELS DE DEVELOPPEMENT DES ENR	42

5	SCENARIOS	45
5.1	SCENARIO DE REFERENCE	47
5.1.1	AEROTHERMIE : COUTS D'INVESTISSEMENT, MAINTENANCE ET CONSOMMATIONS ELECTRIQUES	47
5.1.2	SUBVENTIONS POSSIBLES	47
5.2	SCENARIO 1	48
5.2.1	SOLAIRE THERMIQUE : COUTS D'INVESTISSEMENT ET MAINTENANCE	48
5.2.1	BOIS-ENERGIE : COUTS D'INVESTISSEMENT ET MAINTENANCE	48
5.2.2	SUBVENTIONS POSSIBLES	49
5.3	SCENARIO 2	51
5.3.1	GEOTHERMIE : COUTS D'INVESTISSEMENT, MAINTENANCE ET CONSOMMATIONS ELECTRIQUES	51
5.3.1	PHOTOVOLTAÏQUE : COUTS D'INVESTISSEMENT, MAINTENANCE ET PRODUCTION ELECTRIQUE	51
5.3.2	SUBVENTIONS POSSIBLES	52
5.4	COMPARAISON DES SCENARIOS	54
5.4.1	CONSOMMATIONS ENERGETIQUES	54
5.4.2	EMISSIONS DE GAZ A EFFET DE SERRE	54
5.4.3	BILAN ECONOMIQUE	55
5.5	CONCLUSION	60
6	ANNEXES	62
	ANNEXE 1 : EMISSIONS DE GES	62
	ANNEXE 2 : DEFINITION DES DIFFERENTES NOTATIONS D'ENERGIE	62
	ANNEXE 3 : COUTS PAR SOURCE D'ENERGIE ET HYPOTHESES D'AUGMENTATION	62
	ANNEXE 4 : COUTS PRIS EN COMPTE DANS LES SCENARIOS	63
	ANNEXE 5 : PUISSANCES APPELEES PAR ILOT	63
	ANNEXE 6 : PHOTOVOLTAÏQUE - TARIFS DE RACHAT	64
	ANNEXE 7 : HYPOTHESES DE COUTS CONSIDEREES POUR LE CHIFFRAGE DES SCENARIOS	64

1 Introduction

Le projet d'extension de la zone d'aménagement Centre Bourg de La Plaine-sur-Mer s'étend sur 4,4 hectares environ (surface des îlots) et regroupe 59 terrains à bâtir. L'objectif est d'y créer 172 logements : des maisons individuelles groupées, des logements intermédiaires et petits collectifs et des lots libres.



Exemples de logements intermédiaires ou groupés

Source : Programmation 2022 ZAC Extension du Centre Bourg

Exemples de maisons individuelles groupées

Source : Programmation 2022 ZAC Extension du Centre Bourg



Exemples de maisons individuelles

Source : Programmation 2022 ZAC Extension du Centre Bourg

Pour répondre aux contraintes réglementaires, il est nécessaire de réaliser une étude de faisabilité sur le potentiel 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, conformément au Code de l'Urbanisme :

« 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. »

En effet, les investissements, implantations ou aménagement constituent des étapes clés dans les projets de transition énergétique. Ainsi, les opportunités doivent être saisies dès la conception de la zone, pour pouvoir étudier les potentiels d'intégration de projets de transitions énergétiques comme les réseaux de chaleur. Il est alors possible de dimensionner les équipements et installations en regard de ces potentiels (réseaux d'eau chaude, alimentation électrique).

Dans ce contexte, il a été défini certains aspects de la zone d'aménagement. Le plan parcellaire présente des lots allant de 1 270 m² à 4 680 m². D'autre part, la zone d'aménagement n'est pas desservie en gaz.

L'étude demandée implique d'évaluer le potentiel d'ENR&R (énergies renouvelables et de récupération) disponible et d'envisager l'intérêt d'un réseau de chaleur ou de froid.

Après avoir présenté les différents enjeux énergétiques, ce document analysera le parcellaire et le bâti potentiel en définissant notamment des typologies de bâtiments. Il estimera ensuite les besoins énergétiques de la zone et les potentiels en énergies renouvelables puis définira un scénario d'approvisionnement en énergie de référence et des variantes permettant de satisfaire ces besoins.

2 Présentation des enjeux énergétiques

2.1 Réglementation thermique

La réglementation thermique appliquée actuellement est la RE2020. Cette réglementation a pour but de limiter les consommations énergétiques des bâtiments neufs (conception bioclimatique, renforcement de la performance de l'enveloppe, renforcement du confort d'été) et de réduire leur impact sur le climat (prise en compte des émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie des bâtiments, recours aux énergies renouvelables, recours aux matériaux ayant une faible empreinte carbone).

Elle impose à tous les acteurs de se préoccuper des performances énergétiques du bâtiment dès sa conception en fixant six exigences de résultats à respecter (contre trois pour la RT2012). Le tableau ci-dessous définit ces indicateurs.

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

Figure 1 Indicateurs RE2020 – Source : CEREMA

L'indicateur IC_{énergie} est soumis aux plafonds ci-dessous :

Usage de la partie de bâtiment et énergie utilisée	De 2022 à 2024	De 2025 à 2027	A partir de 2028
Maisons individuelles ou accolées	160 kg _{eqCO2} /m ²	160 kg _{eqCO2} /m ²	160 kg _{eqCO2} /m ²
Logements collectifs raccordés à un réseau de chaleur urbain	560 kg _{eqCO2} /m ²	320 kg _{eqCO2} /m ²	260 kg _{eqCO2} /m ²
Logements collectifs – autre cas	560 kg _{eqCO2} /m ²	260 kg _{eqCO2} /m ²	260 kg _{eqCO2} /m ²

Tableau 1 : Plafonds IC_{énergie} par type de logement

Ces valeurs de IC_{énergie} écartent le gaz de la construction de maisons individuelles neuves dès le 1^{er} janvier 2022 et des logements collectifs à partir de 2025, sauf dans le cas de solutions hybrides associant chaudières gaz à condensation et pompes à chaleurs.

Ces critères dépendent notamment de la zone climatique et de l'altitude du bâtiment (Figure 2).

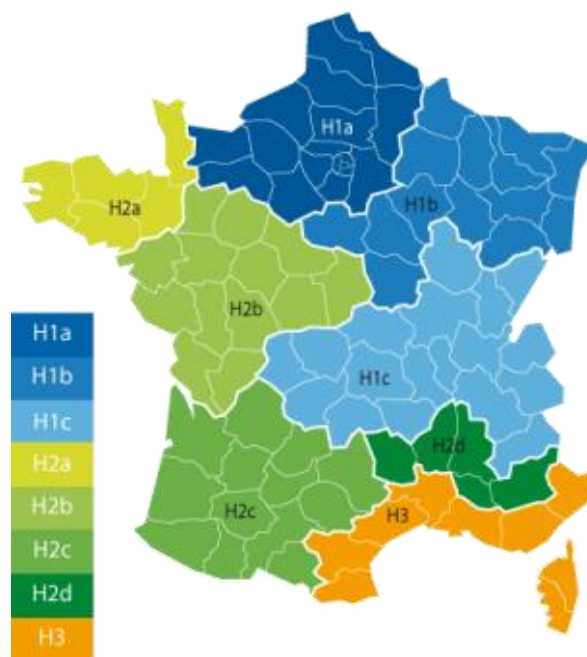


Figure 2 Zones climatiques

La commune de La Plaine-sur-Mer est située en zone climatique H2b, à une altitude inférieure à 400m.

Le Cep_{max} est estimé pour chaque type de logements prévus sur la zone d'extension de La Plaine-sur-mer. Le tableau suivant détaille les hypothèses prises en compte et les valeurs de Cep_{max} obtenues.

Type de logement	Cep_maxmoyen	Surface moyenne par logement	Mcsurf_moy ¹	Cep_max estimé ²
Lots libres	75 kWh _{ep} /m ² /an	110 m ²	- 0,14	64,8 kWh _{ep} /m ² /an
Maisons individuelles groupées	75 kWh _{ep} /m ² /an	90 m ²	- 0,06	70,2 kWh _{ep} /m ² /an
Logements groupés	85 kWh _{ep} /m ² /an	65 m ²	- 0,02	83,5 kWh _{ep} /m ² /an

Tableau 2 : Estimation du coefficient Cep_{max} par type de logement

2.2 Principes de bioclimatisme

La conception bioclimatique a pour principe d'élaborer tout le projet en lien avec les caractéristiques et les particularités du lieu, afin de tirer parti de ses apports naturels et de se protéger de ses contraintes climatiques. L'objectif principal est d'obtenir le confort d'ambiance recherché de la manière la plus naturelle possible par « l'intelligence » de la conception et de limiter le recours à la technologie. Il s'appuie sur trois axes :

- Capturer l'énergie solaire et celle apportée par les activités intérieures ;
- La diffuser (hiver) ou s'en protéger (été) ;
- La conserver (hiver) ou l'évacuer (été) en fonction du confort recherché.

A l'échelle d'un quartier, la conception bioclimatique implique de développer la mixité (diversité de fonctions urbaines permettant de réduire les distances de déplacement) et la réversibilité des usages. Elle inclut également l'exploitation des potentialités climatiques du site :

- Implantation des volumes et leurs orientations garantissant l'ensoleillement, notamment hivernal, des constructions ;
- Equilibre entre compacité du bâti : limitation des déperditions pour un îlot compact, mais nécessité d'intégrer également la ventilation naturelle, la diversité architecturale, la multiplication des orientations...³

Une conception bioclimatique à l'échelle du quartier et des bâtiments est recommandée pour l'extension de la ZAC Centre Bourg. Ainsi, un bâtiment bioclimatique profite des apports solaires en hiver et de la ventilation naturelle, conserve la fraîcheur en été et limite ainsi ses besoins énergétiques.

De manière générale, une orientation des bâtiments nord – sud permet de bénéficier des apports solaires importants en hiver et de limiter plus facilement les surchauffes en été (installation de brise soleil...). Sur les parcelles orientées est-ouest, il est possible de décaler les bâtiments les uns par rapport aux autres afin de maximiser les apports solaires.

De manière générale, il est recommandé de privilégier l'installation dans les bâtiments d'équipements efficaces énergétiquement (éclairage par LED par exemple), et de limiter l'énergie grise comprise dans les aménagements et les constructions (les matériaux et leur mise en œuvre).

¹ Mcsurf_moy : Coefficient de modulation selon la surface moyenne des logements du bâtiment ou de la partie de bâtiment. Modulation déjà introduite avec la RT 2012 pour équilibrer les efforts entre petits et grands logements.

² A l'exception du coefficient Mcsurf_moy, les autres coefficients de modulation du Cep_{max} sont considérés nuls.

³ Source : PLUM Nantes Métropole

2.3 Besoins énergétiques liés aux transports

Le transport routier représente une part importante des besoins énergétiques et des émissions de gaz à effet de serre de Pornic Agglo Pays de Retz (28% des émissions de GES et 35% des consommations d'énergie en 2016⁴). A l'échelle de la zone d'aménagement il est donc recommandé de développer les modes doux et les transports en commun, afin de limiter les consommations en énergies renouvelables. La mixité des usages peut aussi favoriser une diminution des besoins de déplacement.

A l'échelle de la zone d'aménagement, le type d'énergie utilisée par les transports dépend peu des choix techniques réalisés au niveau de l'aménagement. Il sera cependant pertinent de prévoir des équipements comme des bornes de recharge électrique.

Les consommations liées aux transports pourront impacter les besoins énergétiques sur la zone d'aménagement (développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables). Cependant elles n'influent pas directement sur les potentiels en énergie renouvelable sur la zone (surfaces de toitures disponibles...), elles ne sont donc pas considérées dans la suite de l'étude.

⁴ Source : Diagnostic PCAET Pornic Agglo Pays de Retz – Mai 2019

2.4 Contexte territorial

2.4.1 Le Plan Climat-Air-Energie Territorial de Pornic Agglo Pays de Retz

Le Plan Climat-Air-Énergie Territorial (PCAET) de la Pornic Agglo Pays de Retz a été publié en 2019. La phase de diagnostic a permis d'établir un état des lieux des productions d'énergie renouvelable sur le territoire.

Sur l'agglomération, on dénombrait des productions d'énergies renouvelables de 104 900 MWh pour l'éolien (4 parcs éolien sur le territoire), 4 300 MWh pour le solaire photovoltaïque, 100 MWh pour le solaire thermique, 2 800 MWh pour la méthanisation et 74 800 MWh pour le bois. La production éolienne est donc largement majoritaire et représente 56% de la production EnR.

L'axe 2 de la stratégie énergétique de Pornic Agglo Pays de Retz est orienté vers l'autonomie énergétique du territoire, avec notamment les objectifs stratégiques de « Développer les énergies renouvelables sur le territoire » et « Structurer la filière bois en développant le paysage bocager ». Les objectifs chiffrés de production EnR visent un équipement :

- en **solaire thermique** à hauteur de 35% des maisons et 45% des logements collectifs ;
- en **géothermie** à hauteur de 10% des logements ;
- en **photovoltaïque** à hauteur de 60% des toitures ;
- en **chauffage biomasse** à hauteur de 41% des logements (consommation constante, par un développement limité et l'amélioration de l'efficacité des appareils existants).

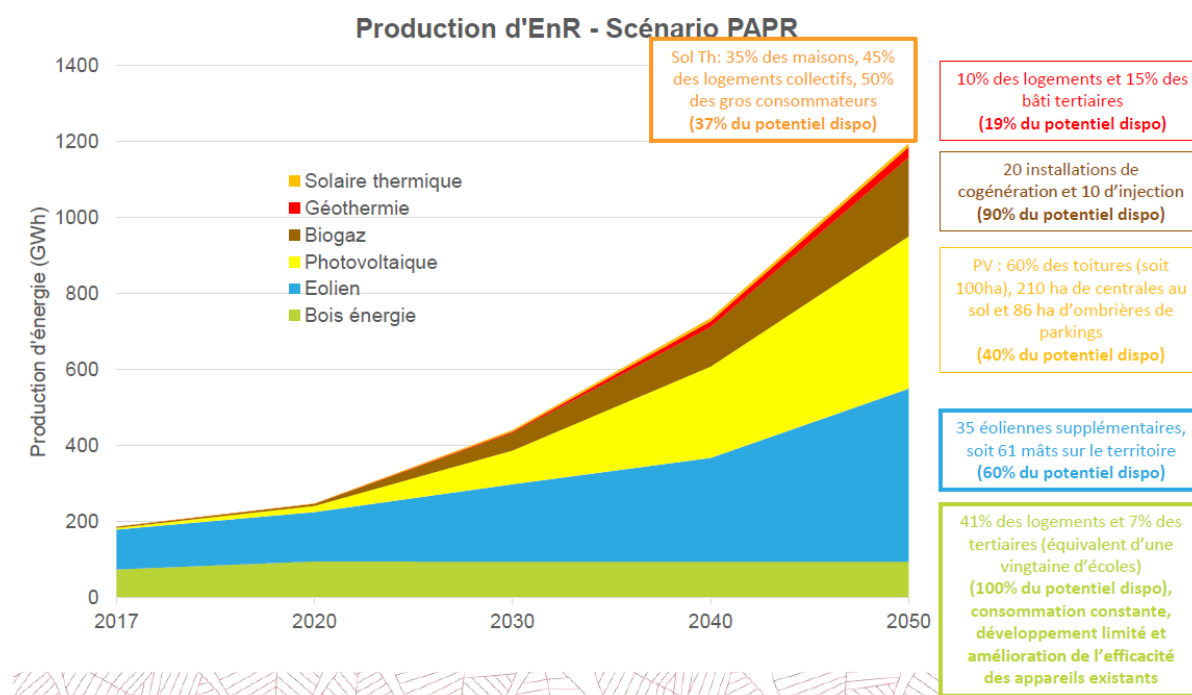


Figure 3 Trajectoire de production d'EnR prévue par la stratégie du PCAET de Pornic Agglo Pays de Retz

Le programme d'action du PCAET de Pornic Agglo Pays de Retz inclut les actions suivantes, associées à l'axe stratégique n°2 :

- Accompagner les citoyens pour favoriser leur implication dans les projets d'énergie renouvelable ;
- Accompagner la mise en place d'installations de panneaux solaires thermiques notamment pour les hôtels et les campings, pour couvrir les besoins en eau chaude.

2.4.2 Le Plan Local d'Urbanisme

D'après le Plan Local d'Urbanisme (PLU) de La Plaine-sur-Mer, la zone d'extension est située dans une zone à urbaniser (Zone 1AUa et 2AU), comme le montre la Figure 4.

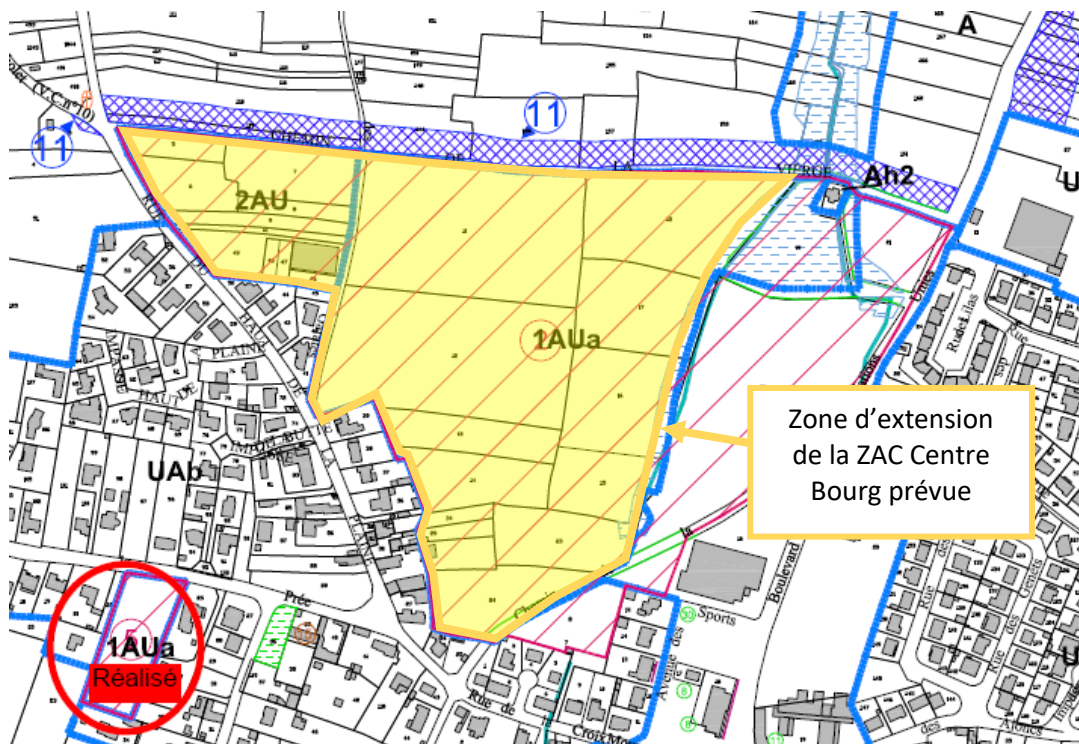


Figure 4 Classification de l'extension de la zone d'aménagement dans le Plan Local d'Urbanisme

D'après le Plan Local d'Urbanisme de La Plaine-sur-Mer, le secteur 1AU est à vocation mixte et est destiné à recevoir des habitations collectives ou individuelles, mais elle peut également accueillir des services et des activités commerciales. Le sous-secteur 1AUa correspond aux zones d'urbanisation futures en contact avec le centre-bourg.

Le secteur 2AU à vocation mixte est destiné à recevoir à moyen ou long terme des habitations collectives ou individuelles, des services ou activités commerciales. Son ouverture à l'urbanisation est subordonnée à une modification ou à une révision du PLU. La zone du projet située en zone 2AU correspond à la dernière phase prévue pour l'extension de la ZAC Centre-Bourg (phase D).

Le règlement du Plan Local d'Urbanisme fixe notamment les obligations suivantes pour l'urbanisation de la zone d'aménagement :

- Emprise au sol : l'emprise au sol maximal des constructions est fixée à 50% ;
- Toitures : l'intégration de dispositifs de captation de l'énergie solaire dans les toitures est autorisée par le règlement ;
- Occupations et utilisations du sol soumises à conditions particulières : les dispositifs de production d'énergie renouvelable (capteurs solaires, petites éoliennes domestiques...) sont autorisés, sous réserve qu'ils soient harmonieusement disposés dans la composition architecturale d'ensemble du projet, en particulier lorsqu'ils sont visibles depuis le domaine public, et qu'ils ne portent pas atteinte au paysage.

3 Analyse du projet

3.1 Analyse du parcellaire et du bâti

- **Phases et îlots :**

Le projet d'extension de la zone d'aménagement Centre Bourg est divisé en 3 phases et 18 îlots. Le tableau suivant résume le nombre d'îlots et de logements par phase.

	Nombre d'îlots	Nombre de logements			
		Lots libres	Maisons individuelles groupées	Logements groupés	Total
Phase A	5	6	24	32	62
Phase B	6	14	11	22	47
Phase C	7	39	0	24	63
TOTAL	18	59	35	78	172

Tableau 3 : Nombre de logements par phase

La figure ci-dessous représente les îlots du projet d'aménagement.



Plan de composition

Format A3 - échelle 1:2000ème

Agence Magnum - Céramide - Phytolab - Noctiluca - Métavision
Avril 2023

Figure 5 Périmètre de l'extension de la zone d'aménagement Centre Bourg

- **Analyse des surfaces bâties :**

Les surfaces de bâtiments implantées sur le site du projet d'aménagement de la zone d'aménagement Centre Bourg sont basées sur la programmation 2023 de la zone d'extension.

On obtient une surface de plancher totale potentielle de 14 710 m².

Le tableau ci-dessous récapitule les bâtiments ainsi que la SDP (surface de plancher) prévue par îlot.

Phase	Surface totale des îlots	Surface de plancher envisagée			Total
		Lots libres	Maisons individuelles groupées	Logements groupés	
A	13 895 m ²	660 m ²	2 160 m ²	2 080 m ²	4 900 m ²
B	11 605 m ²	1 540 m ²	990 m ²	1 430 m ²	3 960 m ²
C	18 140 m ²	4 290 m ²	0 m ²	1 560 m ²	5 850 m ²
Total	43 643 m²	6 490 m²	3 150 m²	5 070 m²	14 710 m²

Tableau 4 : Description des superficies des îlots

Répartition de la surface de plancher envisagée par type de logements

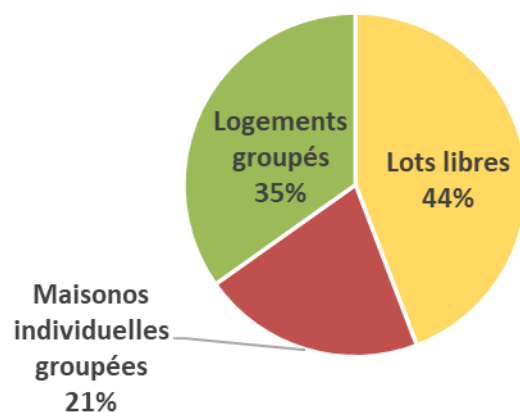


Figure 6 Répartition de la surface de plancher envisagée par type de logements

- **Analyse des toitures :**

Afin d'évaluer le nombre de panneaux solaires photovoltaïques qui peuvent être installés sur les futures constructions du projet d'extension de la zone, il est nécessaire d'estimer la superficie des toitures. Pour chaque bâtiment, la surface de toiture est estimée à partir des surfaces de logements prévues et du type de construction (nombre d'étages notamment).

Le tableau ci-dessous récapitule les hypothèses pour les toitures des différents îlots.

Phase	Îlot	Programmation	Nombre d'étages	Surface de toiture estimée
A	A1	Ilot logts groupés et MIG	R+1+C (Combles)	828 m ²
	A2	Ilot lots libres	R+1+C	330 m ²
	A3	Ilot lots groupés	R+1+C	618 m ²
	A4	Ilot MIG	R+1+C	270 m ²
	A5	Ilot MIG	R+1+C	405 m ²
B	B1	Ilot logts groupés	R+2	260 m ²
	B2	Ilot logts groupés	R+2	217 m ²
	B3	Ilot MIG	R+1+C	270 m ²
	B4	Ilot lots libres	R+1+C	495 m ²
	B5	Ilot lots libres	R+1+C	275 m ²
	B6	Ilot MIG	R+1+C	225 m ²
C	C1	Ilot lots libres	R+1+C	550 m ²
	C2	Ilot lots libres	R+1+C	275 m ²
	C3	Ilot lots libres	R+1+C	550 m ²
	C4	Ilot lots libres	R+1+C	440 m ²
	C5	Ilot lots libres	R+1+C	330 m ²
	C6	Ilot logts groupés	R+1+C	390 m ²
	C7	Ilot logts groupés	R+1+C	390 m ²
TOTAL				7 115 m²

Tableau 5 Estimation de la superficie des toitures

La surface de toitures totale est estimée à 7 115 m², soit environ **16 % de la surface totale de plancher des îlots** (43 640 m²).

3.2 Calcul des besoins énergétiques

La projection de consommation d'énergie pour les futurs logements de la zone dépend du type de logement et de la réglementation thermique en vigueur.

Les locaux neufs chauffés sont soumis à la réglementation thermique 2020. Cette dernière impose une consommation d'énergie primaire maximale dépendant de l'usage des locaux (voir partie 2.1).

Afin d'estimer les consommations énergétiques des locaux, il est considéré que les consommations incluses dans le périmètre des locaux sont égales au Cep_{max} de la RE 2020. Afin d'étudier les différents scénarios, les consommations réglementaires sont réparties entre le chauffage, l'eau chaude sanitaire (ECS) et les autres consommations (éclairage, climatisation, distribution, déplacement et ventilation). Il est considéré que la conception bioclimatique des logements permettra de ne pas consommer d'énergie pour répondre aux besoins de rafraîchissement en été, qui pourra être couvert par des systèmes passifs (puits canadiens, brise-soleils...). La répartition prise en compte est détaillée dans le tableau ci-dessous.

Type de logement	Chauffage	ECS	Autres consommations	TOTAL
	Périmètre RE2020			
Lots libres	30 kWh _{EP} /m ²	20 kWh _{EP} /m ²	15 kWh _{EP} /m ²	65 kWh _{EP} /m ²
Maisons individuelles groupées	30 kWh _{EP} /m ²	20 kWh _{EP} /m ²	20 kWh _{EP} /m ²	70 kWh _{EP} /m ²
Logements groupés	35 kWh _{EP} /m ²	25 kWh _{EP} /m ²	23 kWh _{EP} /m ²	83 kWh _{EP} /m ²

Tableau 6 : Ratios de consommations d'énergie par m² – Usages tertiaire et industriel/artisanal

Ces consommations sont théoriques, la RE 2020 réglemente les performances minimales du bâtiment (conception, enveloppe, rendement des systèmes). La consommation réelle sur les sites dépendra aussi de l'utilisation qui en est faite (période d'occupation, température de chauffage, mise en place de réduit...).

Le tableau suivant résume les surfaces prises en compte par îlot et par type de logement, ainsi que les consommations associées, sur la base des ratios surfaciques présentés ci-dessus.

Phase	Îlot	Surface de plancher (m ²)			Besoins énergétiques estimés (MWh _{EP})			
		Lots libres	Maisons individuelles groupées	Logements groupés	Chauffage	ECS	Autres consommations du périmètre RE2020	TOTAL
A	A1		810	845	54	37	36	127
	A2	660			20	13	10	43
	A3			1235	43	31	28	103
	A4		540		16	11	11	38
	A5		810		24	16	16	57
B	B1			780	27	20	18	65
	B2			650	23	16	15	54
	B3		540		16	11	11	38
	B4	990			30	20	15	64
	B5	550			17	11	8	36
	B6		450		14	9	9	32
C	C1	1100			33	22	17	72
	C2	550			17	11	8	36
	C3	1100			33	22	17	72
	C4	880			26	18	13	57
	C5	660			20	13	10	43
	C6			780	27	20	18	65
	C7			780	27	20	18	65
TOTAL		6 490 m²	3 150 m²	5 070 m²	467 MWh_{EP}	320 MWh_{EP}	277 MWh_{EP}	1 063 MWh_{EP}

Tableau 7 Estimation des besoins énergétiques par îlot

Les consommations de chauffage totales sur la zone d'extension sont estimées à 467 MWh_{EP}. Les consommations d'ECS sont estimées à 320 MWh_{EP}.

La répartition décrite précédemment a été réalisée à partir de ratios en énergie primaire. Afin de comparer les différentes solutions d'énergies renouvelables, il est nécessaire d'estimer les besoins utiles des bâtiments. En première approche, il sera pris en compte que les besoins en énergie primaire pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire sont égaux aux besoins thermiques (cas d'une chaudière à condensation de rendement 100% par exemple).

La répartition des besoins en énergie selon les usages est résumée dans le graphe ci-dessous :

Répartition des consommations d'énergie primaire estimées

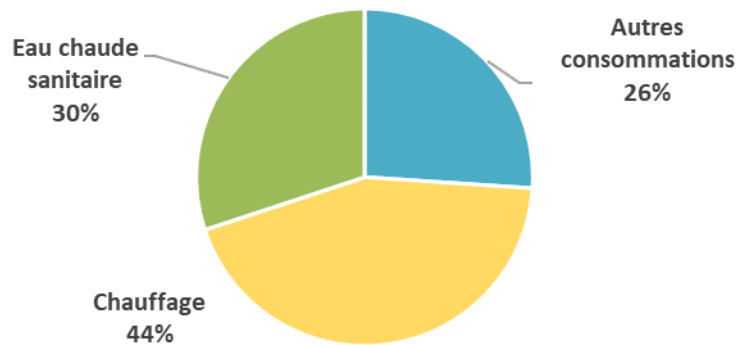


Figure 7 : Répartition des estimations de consommations d'énergie incluses dans le périmètre RE2020 (énergie primaire)

4 Potentiel de développement des EnR

4.1 Filière solaire

4.1.1 Solaire photovoltaïque

4.1.1.1 Présentation de la filière

Les systèmes solaires photovoltaïques se basent sur la conversion du rayonnement solaire en électricité. Le principe de fonctionnement est simple : se servir de l'énergie des photons pour créer un courant électrique au sein de la cellule photovoltaïque.



Ce courant électrique est ensuite ondulé (via un onduleur), le transformant de continu en alternatif, avant de le redistribuer sur le réseau ou bien de l'utiliser sur place (autoconsommation).

Ils peuvent être placés en toiture ou sur des ombrières de parkings. Plusieurs montages sont possibles pour utiliser l'énergie électrique : la revente totale au réseau, l'autoconsommation totale, l'autoconsommation et revente du surplus non consommé.

Par ailleurs, le taux d'autoconsommation photovoltaïque peut être bonifié par la mise en place d'un **système d'autoconsommation collective**. En effet, ce montage permet l'autoconsommation par plusieurs utilisateurs (éloignés d'une distance maximale de 2 km) d'une ou plusieurs installations photovoltaïques de puissance totale inférieure à 3 MW. Cela permet d'augmenter la part auto-consommée et ainsi d'améliorer la rentabilité du système. Ce montage nécessite alors la demande auprès du gestionnaire de réseau (les raccordements sont alors réalisés en aval des postes sources).

Avantages :

- Source d'énergie gratuite du soleil
- Disponibilité forte de la ressource : en toiture notamment
- Coût maîtrisé et stable pendant la durée de vie de l'installation (25 à 30 ans)
- Technologie mature et simple d'utilisation
- Peu ou pas de coût d'exploitation et de maintenance.

Inconvénients :

- Investissement important
- Production intermittente

4.1.1.2 Potentiel de développement

L'extension de la zone d'aménagement ne se situe pas dans le périmètre de protection de 500 m autour d'un immeuble classé au titre des monuments historiques, périmètre dans lequel les démarches d'implantation de panneaux photovoltaïques peuvent être plus compliquées (consultation de l'Architecte des Bâtiments de France). La figure suivante présente la localisation de ces périmètres de protection autour de l'extension de la zone d'aménagement.



Figure 8 : Localisation des périmètres de protection des monuments historiques à proximité de la zone d'extension de la ZAC Centre Bourg

En fonction de la hauteur des bâtiments et de leurs emprises au sol, il a été pris des hypothèses d'orientation et de type de toiture. Il est considéré qu'il est possible d'installer des panneaux photovoltaïques sur l'ensemble des toitures terrasses et toitures orientées est-ouest (hors obstacles en toiture) et que pour les toitures inclinées orientées nord-sud, seul le pan orienté au sud est considéré. Le potentiel obtenu est un potentiel maximal, qu'il sera possible de développer ou non. En cas de limitation à des montages en autoconsommation totale notamment, il ne sera pas forcément nécessaire de développer l'ensemble du potentiel. En fonction de ces paramètres et des surfaces disponibles, il est possible d'estimer un potentiel photovoltaïque, détaillé dans le tableau ci-dessous.

Phase	Îlot	Caractéristiques des bâtiments			Potentiel photovoltaïque estimé		
		Hauteur prévue	Type de toiture	Orientation des toitures	Surface de toiture prise en compte	Potentiel PV (kWc)	Potentiel PV (MWh _e)
A	A1	R+1+Combles	Toiture inclinée	77% est-ouest / 23% nord-sud	553 m ²	66 kWc	64 MWh
	A2	R+1+Combles	Toiture inclinée	67% est-ouest / 33% nord-sud	275 m ²	33 kWc	32 MWh
	A3	R+1+Combles	Toiture inclinée	20% est-ouest / 80% nord-sud	371 m ²	44 kWc	47 MWh
	A4	R+1+Combles	Toiture inclinée	100% est-ouest	113 m ²	14 kWc	15 MWh
	A5	R+1+Combles	Toiture inclinée	56% est-ouest / 44% nord-sud	263 m ²	32 kWc	31 MWh
B	B1	R+2	Toiture terrasse	-	780 m ²	94 kWc	89 MWh
	B2	R+2	Toiture terrasse	-	650 m ²	78 kWc	74 MWh
	B3	R+1+Combles	Toiture inclinée	100% est-ouest	225 m ²	27 kWc	26 MWh
	B4	R+1+Combles	Toiture inclinée	56% est-ouest / 44% nord-sud	358 m ²	43 kWc	44 MWh
	B5	R+1+Combles	Toiture inclinée	100% nord-sud	138 m ²	17 kWc	18 MWh
	B6	R+1+Combles	Toiture inclinée	100% est-ouest	188 m ²	23 kWc	21 MWh
C	C1	R+1+Combles	Toiture inclinée	100% nord-sud	275 m ²	33 kWc	37 MWh
	C2	R+1+Combles	Toiture inclinée	100% nord-sud	138 m ²	17 kWc	18 MWh
	C3	R+1+Combles	Toiture inclinée	100% est-ouest	550 m ²	66 kWc	63 MWh
	C4	R+1+Combles	Toiture inclinée	38% est-ouest / 63% nord-sud	303 m ²	36 kWc	37 MWh
	C5	R+1+Combles	Toiture inclinée	100% est-ouest	330 m ²	40 kWc	38 MWh
	C6	R+1+Combles	Toiture inclinée	44% est-ouest / 56% nord-sud	282 m ²	34 kWc	34 MWh
	C7	R+1+Combles	Toiture inclinée	67% est-ouest / 33% nord-sud	325 m ²	39 kWc	38 MWh
TOTAL		-	-	-	6 110 m²	735 kWc	830 MWh_e

Tableau 8 : Estimation du potentiel photovoltaïque en toiture

Le potentiel photovoltaïque en toiture s'élève à 735 kWc installés, soit une production annuelle de 730 MWh_e. En fonction du choix de montage (revente ou autoconsommation), ce potentiel sera plus ou moins exploité.

Dans le cas d'un développement important de ce potentiel et d'un raccordement au réseau électrique, il est nécessaire de s'assurer que la capacité d'accueil du réseau est suffisante.

La consommation électrique finale est estimée à 277 MWh_e⁵ sur la zone d'extension. Le potentiel photovoltaïque total représente donc 2,6 fois les consommations d'électricité spécifique estimées (hors chauffage, eau chaude sanitaire et cuisson).

Il n'a pas été pris en compte dans les hypothèses des besoins d'énergie pour le rafraîchissement. Cependant, dans le cas où des climatiseurs ou des pompes à chaleur réversibles seraient installés, le photovoltaïque en autoconsommation serait particulièrement intéressant puisque la production électrique intervient majoritairement en été, lorsque les besoins de rafraîchissement seraient les plus importants.

4.1.2 Solaire thermique

4.1.2.1 Présentation de la filière

Les systèmes solaires thermiques se basent sur la **récupération de la chaleur solaire** pour produire de l'eau chaude. Une plaque et des tubes métalliques noirs constituent l'absorbeur (corps noir). Ils reçoivent le rayonnement solaire et s'échauffent. La chaleur est restituée grâce à un échangeur thermique (le liquide circulant dans le circuit chauffé cède ses calories solaires à l'eau sanitaire par exemple).



Celle-ci peut être utilisée pour le chauffage ou la production de l'eau chaude sanitaire mais sera particulièrement adaptée pour ce dernier usage, du fait de sa disponibilité permanente et majoritaire en été. Un appoint sera généralement fait par une autre énergie pour suppléer aux jours nuageux. Ce système est davantage adapté à la production d'eau chaude sanitaire pour les logements collectifs puisque ceux-ci ont des besoins réguliers et importants sur l'année en bénéficiant de l'effet de foisonnement.

Avantages :

- Source d'énergie gratuite et inépuisable du soleil
- Disponibilité forte de la ressource : en toiture notamment
- Faible coût de maintenance

Inconvénients :

- Investissement important
- Disponible majoritairement en été, lorsque les besoins de chaleur sont plus faibles

⁵ L'estimation des consommations d'énergie électrique spécifique ne se base pas sur les ratios de consommations RE2020 qui ne prennent pas en compte les consommations d'équipements électriques (électroménager...). Un ratio de 25 kWh/m² est pris en compte (Source : étude ADEME « Panel usages électrodomestiques - Consommations électrodomestiques françaises basées sur des mesures collectées en continu dans 100 logements » - 2021).

4.1.2.2 Potentiel de développement

La production solaire thermique a été considérée pour répondre aux consommations liées à l'approvisionnement en eau chaude sanitaire des bâtiments (besoins également présents en période estivale). Les panneaux solaires thermiques ne peuvent satisfaire que partiellement les besoins en ECS⁶, la disponibilité de la ressource solaire étant plus faible en hiver.

Phase	Îlot	Besoins ECS (MWh _{th})	Consommations ECS pouvant être fournies par le solaire thermique (MWh _{th})	Surface de panneaux solaires thermiques (m ²)
A	A1	37 MWh	19 MWh	41 m ²
	A2	13 MWh	7 MWh	15 m ²
	A3	31 MWh	15 MWh	34 m ²
	A4	11 MWh	5 MWh	12 m ²
	A5	16 MWh	8 MWh	18 m ²
B	B1	20 MWh	10 MWh	22 m ²
	B2	16 MWh	8 MWh	18 m ²
	B3	11 MWh	5 MWh	12 m ²
	B4	20 MWh	10 MWh	22 m ²
	B5	11 MWh	6 MWh	12 m ²
	B6	9 MWh	5 MWh	10 m ²
C	C1	22 MWh	11 MWh	24 m ²
	C2	11 MWh	6 MWh	12 m ²
	C3	22 MWh	11 MWh	24 m ²
	C4	18 MWh	9 MWh	20 m ²
	C5	13 MWh	7 MWh	15 m ²
	C6	20 MWh	10 MWh	22 m ²
	C7	20 MWh	10 MWh	22 m ²
TOTAL		320 MWh	160 MWh	355 m²

Tableau 9 Estimation des besoins énergétiques par îlot

Pour couvrir 50% du besoin d'énergie d'ECS via le solaire thermique, les surfaces installées nécessaires sont nettement inférieures aux surfaces de toiture disponibles. Le potentiel total de production s'élève donc à 160 MWh annuels, soit 355 m² de panneaux installés.

⁶ Hypothèse : Taux de couverture de 50% des besoins en ECS annuels par le solaire thermique

4.2 Filière éolienne

4.2.1 Présentation de la filière

Les éoliennes utilisent l'énergie du vent pour produire de l'électricité. Elles peuvent être de différentes tailles allant de l'éolienne domestique (mât de 10m environ) à l'éolienne industrielle (mât de 70m environ). Toutefois, ce système est coûteux à l'investissement et les éoliennes domestiques pouvant être implantées en ville ne sont pas encore rentables.



Figure 9 : Exemples d'éoliennes destinées au milieu urbain (Unéole/Fairwind)

Source : Techniques de l'ingénieur / DHnet

Avantages :

- Production d'électricité renouvelable

Inconvénients :

- Investissement important, rentabilité faible pour les machines de petite puissance
- Implantation limitée à des espaces ouverts et venteux

4.2.2 Potentiel de développement

Les éoliennes de forte puissance (grand éolien) ne sont pas envisageables en milieu urbain. Les éoliennes de plus faible puissance présentent des contraintes (bruit, incertitudes du vent disponible liées aux turbulences et aux perturbations des bâtiments...) et une faible rentabilité, ou sont encore au stade de développement. L'éolien ne sera donc pas considéré en première approche pour l'approvisionnement énergétique de la zone d'aménagement.

4.3 Géothermie

4.3.1 Présentation de la filière

L'intérêt de la géothermie est de capter la chaleur que stocke la Terre. Cette chaleur est essentiellement produite dans le noyau terrestre, c'est pourquoi la température du sol augmente avec la profondeur.

Les pompes à chaleur (PAC) géothermiques puisent l'énergie dans les aquifères quand ceux-ci sont présents ou directement dans le sol au moyen de sondes (verticales ou horizontales). Ce type de production d'énergie est particulièrement adapté à la construction neuve, puisque les champs de sondes peuvent être placés sous le bâtiment et/ou le parking et n'utilisent donc pas de surface foncière. D'autre part, en fournissant une chaleur à basse température (30-40°C), son rendement sera très élevé (400 - 500%) et constant.

En été, un échange direct (free-cooling) permet de rafraîchir les bâtiments avec une consommation minimale d'énergie.

Pour les bâtiments ayant de faibles besoins thermiques, il existe des solutions intermédiaires entre les sondes verticales qui demandent une profondeur de forage importante, et les capteurs horizontaux qui demandent une surface importante : les échangeurs géothermiques compacts (corbeilles ou murs géothermiques), illustrés ci-dessous. Néanmoins, ces échangeurs étant implantés à une profondeur moindre et plus sensibles aux variations de températures extérieures que les sondes géothermiques, le rendement global obtenu est plus faible.

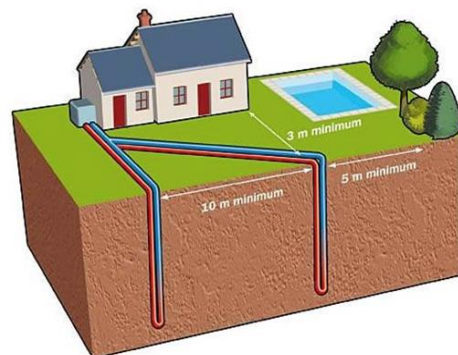


Figure 10 : Schémas d'échangeurs géothermiques compacts : corbeilles géothermiques / murs géothermiques

Source : AFGP

Avantages :

- Rendement très élevé (jusqu'à 400 à 500%) quelle que soit la température extérieure
- Possibilités de rafraîchissement en été et de chauffage en hiver

Inconvénients :

- Investissements élevés pour le forage ou le champ de sonde
- Ne peut être adapté partout, dépendant du type de sol et/ou de la présence d'aquifère
- Pour optimiser la performance de l'installation, le choix de pompes à chaleur géothermiques nécessite la présence des systèmes de distribution basse température (radiateurs basse température, planchers chauffants...)

4.3.2 Potentiel de développement

Trois forages géothermiques ont été identifiés près de la zone d'extension⁷. Il s'agit dans les trois cas d'installations de géothermie sur sondes, entre 99 m et 120 m de profondeur.

D'autre part, le potentiel de développement dépend des risques associés aux caractéristiques du sous-sol de la zone du projet. Pour identifier ces risques, il existe des zones réglementaires de géothermie de minime importance (GMI). Ces zones sont caractérisées selon les dangers que peut y représenter la réalisation de forages géothermiques. On distingue :

- Les zones dites rouges dans lesquelles la réalisation d'ouvrages de géothermie est réputée pour présenter des dangers et inconvénients graves ;
- Les zones dites orange dans lesquelles les activités géothermiques ne sont pas réputées pour présenter des dangers et inconvénients graves. Le forage requiert une expertise de géologue ou hydrogéologue ;
- Les zones dites vertes dans lesquelles les activités géothermiques de minime importance sont réputées pour ne pas présenter des dangers et inconvénients graves.

Cette classification prend en compte différents phénomènes : affaissement/surrection lié aux niveaux évaporitiques⁸, affaissement/effondrement lié aux cavités minières ou non, mouvements de terrain, pollution des sols et des nappes, phénomène d'artésianisme⁹, mise en communication d'aquifères, remontée de nappe.

La cartographie GMI et les forages géothermiques existants autour de la zone du projet sont présentés par la Figure 11.

⁷ Source : BRGM – Geothermies.fr

⁸ Affaissement voire effondrement ou surrection des terrains de surface liés soit à la dissolution d'un niveau d'évaporite, soit au gonflement de ce niveau en cas de présence d'anhydrite. Ces phénomènes sont provoqués par la mise en communication d'aquifères superficiels ou profonds avec les horizons évaporitiques à la faveur d'ouvrages souterrains mal réalisés ou difficilement réalisables dans ce contexte.

⁹ Remontée non maîtrisée de l'eau d'un aquifère en surface pouvant entraîner des inondations et/ou la déstabilisation d'une formation superficielle

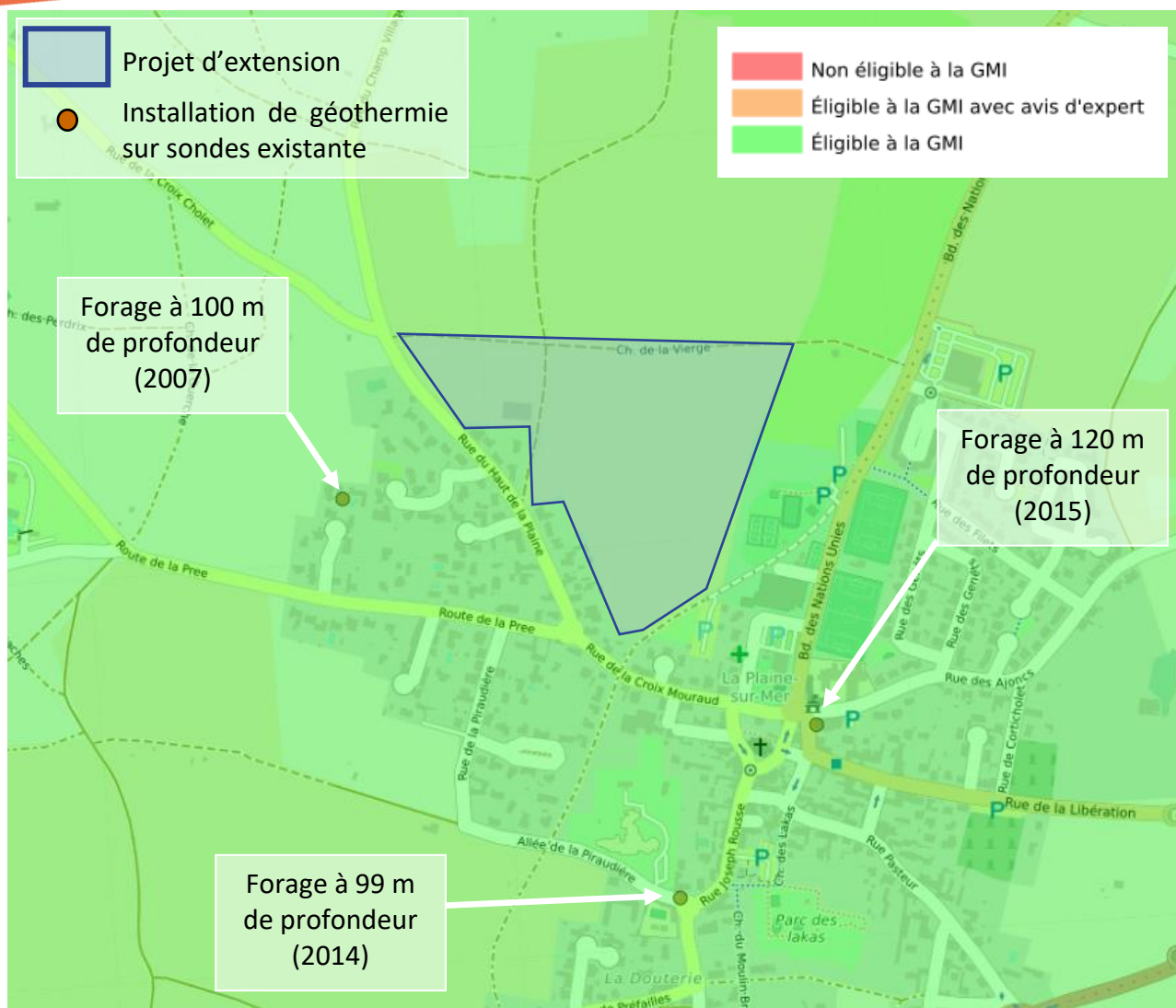


Figure 11 Localisation des forages géothermiques existants autour de la zone d'extension de la ZA Centre Bourg et réglementation GMI

Source BRGM – Géothermies.fr

La zone d'aménagement est située dans une zone éligible à la Géothermie de Minime Importance (opérations de géothermie de puissance thermique inférieure à 500 kW bénéficiant d'un cadre réglementaire simplifié) en échangeur fermé (sondes) ou ouvert (nappe) jusqu'à 200m de profondeur sans l'avis d'un hydrogéologue (zone GMI verte). La géothermie est donc a priori possible sur ce secteur géographique (pas de risque majeur en sous-sol).

Aucune information permettant de confirmer la présence de nappe suffisamment intéressante (débit, profondeur) pour le développement de géothermie sur nappe sur la zone d'extension, il sera considéré la mise en place de géothermie sur sondes pour l'estimation du potentiel de développement. De plus, la géothermie sur sondes ou sur échangeurs compacts est plus adaptée pour des solutions individuelles avec de faibles besoins de chauffage.

Le potentiel de développement de la géothermie très basse énergie est limité aux consommations de chauffage et d'eau chaude sanitaire des bâtiments. Le potentiel ainsi que les consommations électriques supplémentaires associées à la mise en place de pompes à chaleur sont détaillés dans le tableau ci-dessous¹⁰. Le potentiel prend en compte des installations sur sondes (rendement plus important que les échangeurs compacts), et correspond donc à un potentiel de production renouvelable maximal.

¹⁰ Un coefficient de performance de 4 est pris en compte pour les estimations de consommation électrique des pompes à chaleur géothermiques.

Phase	Îlot	Besoins Chauffage (MWh _{th})	Besoins ECS (MWh _{th})	Production EnR ¹¹ (MWh _{th})	Consommation électrique des pompes à chaleur (MWh _e)
A	A1	54 MWh	37 MWh	65 MWh	26 MWh
	A2	20 MWh	13 MWh	24 MWh	9 MWh
	A3	43 MWh	31 MWh	53 MWh	21 MWh
	A4	16 MWh	11 MWh	19 MWh	8 MWh
	A5	24 MWh	16 MWh	29 MWh	11 MWh
B	B1	27 MWh	20 MWh	33 MWh	13 MWh
	B2	23 MWh	16 MWh	28 MWh	11 MWh
	B3	16 MWh	11 MWh	19 MWh	8 MWh
	B4	30 MWh	20 MWh	35 MWh	14 MWh
	B5	17 MWh	11 MWh	20 MWh	8 MWh
	B6	14 MWh	9 MWh	16 MWh	6 MWh
C	C1	33 MWh	22 MWh	39 MWh	16 MWh
	C2	17 MWh	11 MWh	20 MWh	8 MWh
	C3	33 MWh	22 MWh	39 MWh	16 MWh
	C4	26 MWh	18 MWh	32 MWh	12 MWh
	C5	20 MWh	13 MWh	24 MWh	9 MWh
	C6	27 MWh	20 MWh	33 MWh	13 MWh
	C7	27 MWh	20 MWh	33 MWh	13 MWh
TOTAL		467 MWh	320 MWh	563 MWh	223 MWh

Tableau 10 Estimation du potentiel géothermique

La production EnR maximale par géothermie est estimée à **560 MWh**. La production thermique totale (785 MWh) est égale à la production EnR (« gratuite ») ajoutée aux consommations électriques des pompes à chaleur (223 MWh).

¹¹ La production EnR correspond à la chaleur issue du sous-sol : production thermique de la pompe à chaleur moins les consommations électriques du compresseur.

4.4 Filière aérothermie

4.4.1 Présentation de la filière

Les pompes à chaleur air/air et air/eau puisent la chaleur dans l'air extérieur et la restituent à l'intérieur au travers d'un réseau de radiateurs (PAC air/eau) ou d'unités indépendantes de soufflage d'air chaud (PAC air/air). Pour cela, un évaporateur récupère les calories dans l'air extérieur et les transfère à l'air intérieur via un circuit frigorigène.

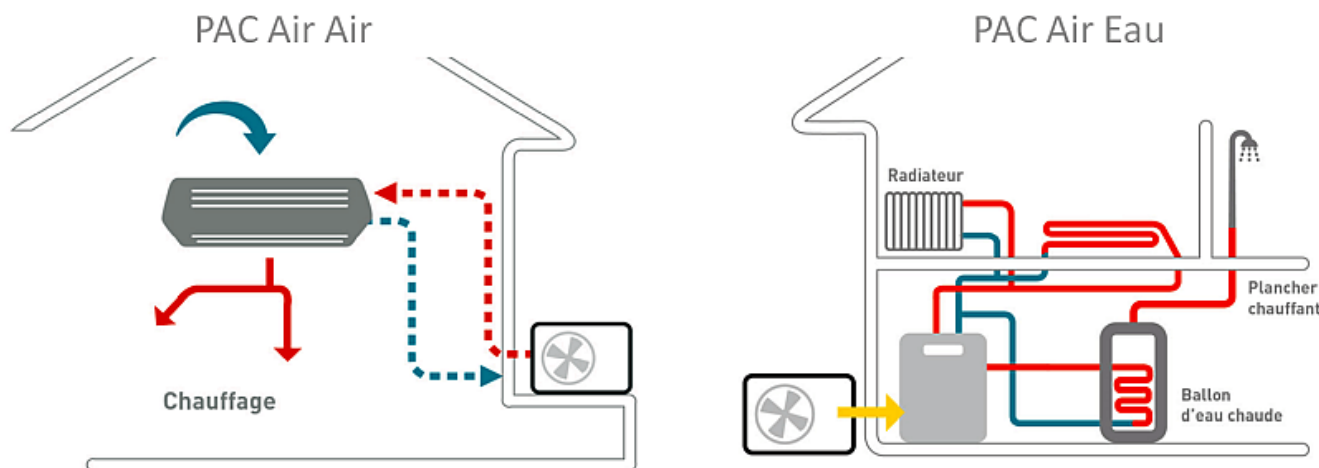


Figure 12 Schémas de pompes à chaleur air/air et air/eau

Source conseils-thermiques.org

Les pompes à chaleur peuvent être utilisées pour produire le chauffage et l'eau chaude sanitaire (pompe à chaleur double service). Le même principe de cycle thermodynamique peut également être utilisé pour produire uniquement l'eau chaude sanitaire (chauffe-eau thermodynamique).

Avantages :

- Rendement intéressant (COP moyen global 250%)
- Possibilités de climatisation en été et de chauffage en hiver

Inconvénients :

- Détérioration du rendement pour des températures extérieures froides
- Augmentation des pics de consommation électriques
- Consommation électrique l'été pour le rafraîchissement
- Aspect non esthétique des unités extérieures
- Bruit des unités extérieures

4.4.2 Potentiel de développement

Pour le chauffage et la production d'ECS des logements résidentiels et collectifs de l'extension de la ZA Centre Bourg, il est possible d'utiliser des pompes à chaleur aérothermiques¹².

¹² Un coefficient de performance de 2,3 est pris en compte pour les estimations de consommation électrique des pompes à chaleur aérothermiques.

Le potentiel de développement de l'aérothermie est limité aux consommations de chauffage et d'eau chaude sanitaire des bâtiments. Le potentiel ainsi que les consommations électriques supplémentaires associées à la mise en place de pompes à chaleurs sont détaillés dans le tableau ci-dessous.

Le choix du chauffage par pompes à chaleur aérothermiques, dont le rendement baisse lors des pics de froid, nécessitera de plus grandes puissances et entraînera potentiellement un renforcement du réseau existant. Le surcoût de ce renforcement, financé en partie par la commune, est à prendre en compte lors de l'évaluation du projet.

Phase	Îlot	Besoins Chauffage (MWh _{th})	Besoins ECS (MWh _{th})	Production EnR ¹³ (MWh _{th})	Consommation électrique des pompes à chaleur (MWh _e)
A	A1	54 MWh	37 MWh	51 MWh	40 MWh
	A2	20 MWh	13 MWh	18 MWh	15 MWh
	A3	43 MWh	31 MWh	41 MWh	33 MWh
	A4	16 MWh	11 MWh	15 MWh	12 MWh
	A5	24 MWh	16 MWh	23 MWh	18 MWh
B	B1	27 MWh	20 MWh	26 MWh	21 MWh
	B2	23 MWh	16 MWh	22 MWh	17 MWh
	B3	16 MWh	11 MWh	15 MWh	12 MWh
	B4	30 MWh	20 MWh	28 MWh	22 MWh
	B5	17 MWh	11 MWh	15 MWh	12 MWh
	B6	14 MWh	9 MWh	13 MWh	10 MWh
C	C1	33 MWh	22 MWh	31 MWh	24 MWh
	C2	17 MWh	11 MWh	15 MWh	12 MWh
	C3	33 MWh	22 MWh	31 MWh	24 MWh
	C4	26 MWh	18 MWh	25 MWh	19 MWh
	C5	20 MWh	13 MWh	18 MWh	15 MWh
	C6	27 MWh	20 MWh	26 MWh	21 MWh
	C7	27 MWh	20 MWh	26 MWh	21 MWh
TOTAL		470 MWh	320 MWh	440 MWh	345 MWh

Tableau 11 Estimation du potentiel de développement de pompes à chaleur aérothermiques

La production EnR maximale par géothermie est estimée à **440 MWh**.

4.5 Filière biomasse

4.5.1 Présentation de la filière

Les chaudières bois peuvent faire toutes les tailles, depuis 5 kW pour une maison individuelle à plusieurs MW pour une chaufferie collective alimentant un réseau de chaleur.

Les chaudières automatiques au bois sont alimentées par des granulés de bois, des plaquettes forestières, bocagères ou urbaines ou encore des résidus de l'industrie du bois ou du bois déchet pour les installations les plus importantes. Sous ces formes particulières, le bois a la faculté d'être transporté jusqu'au foyer de la chaudière de façon automatique et régulée. La chaudière est couplée à un silo de stockage lui assurant une autonomie de

¹³ La production EnR correspond à la production thermique de la pompe à chaleur moins les consommations électriques du compresseur (chaleur issue du sous-sol).

plusieurs jours par grand froid. Une chaudière à bois permet également la production d'ECS. Les chaudières à bois à alimentation automatique (plaquette ou granulés) offrent un fonctionnement similaire à une chaudière fioul ou gaz, en revanche elles nécessitent un investissement important.

La mise en place de chaudières bois permet de répondre à l'ensemble des besoins de chaleur via la biomasse et donc de maximiser la part d'énergie renouvelable. Pour des logements individuels, il est également possible d'installer des poêles à bois (granulés ou bûches), qui produiront une partie du chauffage des logements.

Avantages :

- Pour les chaudières bois : fonctionnement automatisé proche de celui des chaudières fioul ou propane
- Approvisionnement local

Inconvénients :

- Investissement supérieur à celui d'une chaudière gaz de même puissance
- Espace nécessaire pour le stockage bois
- Une énergie d'appoint peut être nécessaire pour le chauffage

4.5.2 Potentiel de développement

Le potentiel de développement du bois-énergie sur l'extension de la zone d'aménagement Centre Bourg est limité aux consommations de chauffage et d'eau chaude sanitaire des bâtiments. Ces consommations correspondent à une consommation d'environ **182 t de granulé de bois** par an¹⁴. Le potentiel présenté prend en compte la mise en place de chaudières bois, et correspond donc à un potentiel de production renouvelable maximal (par rapport à la mise en place de poêles à bois¹⁵).

¹⁴ PCI granulé de bois : 4,8 MWh/t – Source : Propellet

¹⁵ Les poêles à bois diffusent moins bien la chaleur, présentent des rendements plus faibles que les chaudières et sont très souvent limités à la production de chauffage.

Phase	Îlot	Besoins Chauffage + ECS (MWh _{th})	Consommations bois granulés (t)
A	A1	91 MWh	21 t
	A2	33 MWh	8 t
	A3	74 MWh	17 t
	A4	27 MWh	6 t
	A5	41 MWh	9 t
B	B1	47 MWh	11 t
	B2	39 MWh	9 t
	B3	27 MWh	6 t
	B4	50 MWh	11 t
	B5	28 MWh	6 t
	B6	23 MWh	5 t
C	C1	55 MWh	13 t
	C2	28 MWh	6 t
	C3	55 MWh	13 t
	C4	44 MWh	10 t
	C5	33 MWh	8 t
	C6	47 MWh	11 t
	C7	47 MWh	11 t
TOTAL		785 MWh	182 t

Tableau 12 Estimation du potentiel bois

4.6 Filière méthanisation

4.6.1 Présentation de la filière

La méthanisation permet de produire un biogaz issu de la fermentation des déchets organiques (effluents d'élevages, résidus de cultures, boues de station d'épuration, fraction fermentescible des ordures ménagères...) grâce à des bactéries anaérobies (vivant en l'absence d'oxygène). Le biogaz produit peut être valorisé en cogénération (production d'électricité et de chaleur) lorsqu'il existe un potentiel local de valorisation de la chaleur, ou injecté sur le réseau de gaz.

Le biogaz peut également être utilisé comme carburant pour les véhicules roulant au Gaz Naturel Véhicule.

Le résidu organique après digestion est appelé digestat et peut être valorisé comme fertilisant sur les terres agricoles.



4.6.2 Potentiel de développement

Le potentiel de biodéchets sur l'extension de la zone d'aménagement est a priori trop faible pour justifier la mise en place d'une unité de méthanisation à partir de ce gisement. La faisabilité d'une unité de méthanisation doit être étudiée à une échelle plus large que la zone d'aménagement. Cette énergie renouvelable n'est donc pas retenue pour l'étude de scénarios d'approvisionnement énergétique sur la zone d'extension.

En revanche, ces biodéchets pourraient être valorisés et alimenter une unité de méthanisation proche de la zone, en cas de mise en place d'une collecte de biodéchets notamment. D'après la carte ci-dessous, l'unité de méthanisation la plus proche (en cogénération) se situe sur la commune de Pornic (EARL de l'Avenir, mise en fonctionnement en 2017).

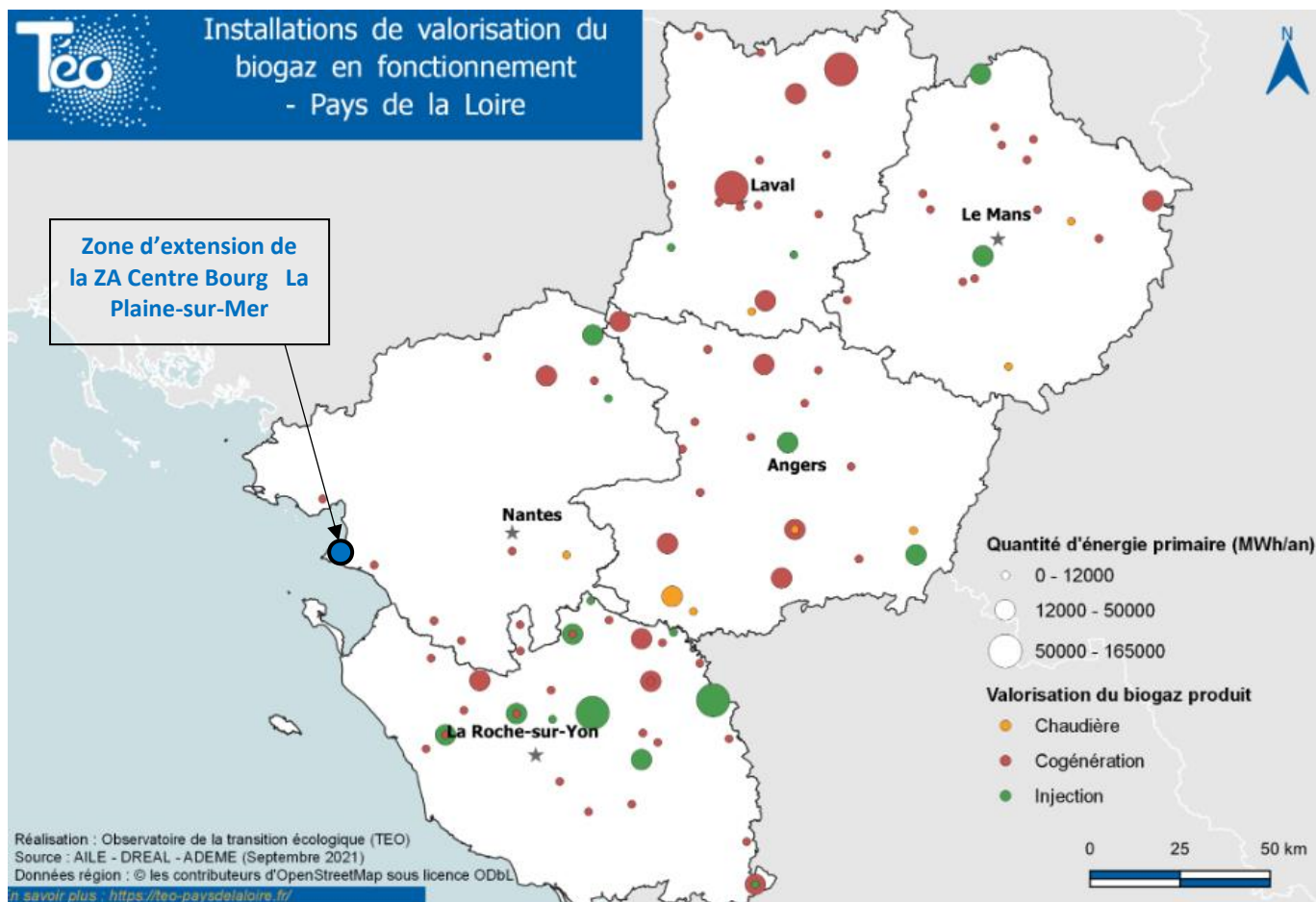


Figure 13 Installations de méthanisation en fonctionnement – Quantité d'énergie primaire et valorisation du biogaz – Situation septembre 2021 – Source : AILE

4.1 Récupération de chaleur sur eaux usées

4.1.1 Présentation de la filière

La chaleur des eaux usées varie entre 10°C et 20°C au long de l'année en fonction de la typologie du réseau de collecteurs. Elle provient du refroidissement de certains processus industriels et des rejets d'eau chaude sanitaire des ménages. Cette énergie thermique non exploitée est alors rejetée dans l'environnement. La récupération de chaleur est possible à plusieurs niveaux : dans les bâtiments, dans les collecteurs ou au niveau des stations d'épuration.

Récupération de chaleur dans les collecteurs

Cette solution consiste à récupérer la chaleur via un échangeur placé au niveau des collecteurs d'eaux usées. Elle a l'avantage de pouvoir se situer proche des consommations de chaleur, contrairement à une récupération d'énergie au niveau des stations d'épuration, et de permettre des économies d'échelle (mutualisation de la récupération de chaleur qui n'est pas effectuée à l'échelle d'un seul bâtiment). L'une des conditions à remplir est donc la proximité du collecteur avec des consommateurs de chaleur.

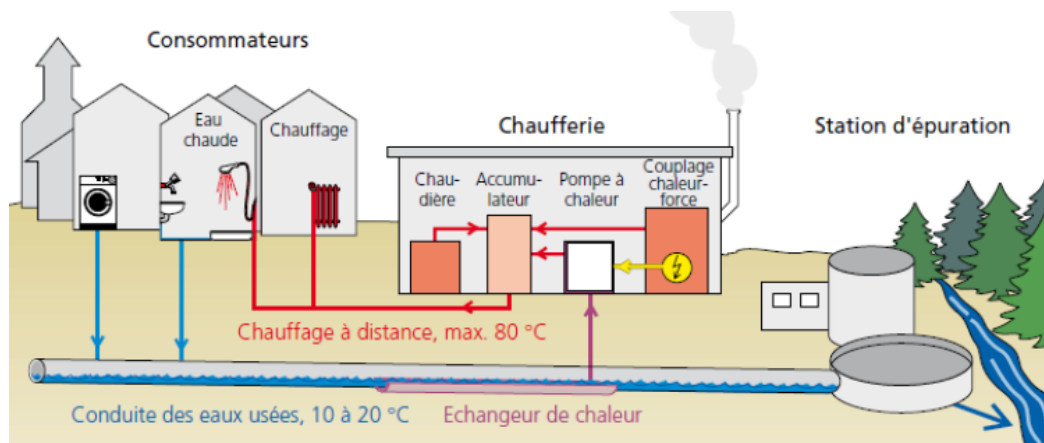


Figure 14 Schéma de récupération de chaleur dans les collecteurs (Source : SuisseEnergie)

Les points clés pour la pertinence d'une installation de récupération de chaleur sur collecteur est le débit minimal dans celui-ci (15 l/s au minimum), la température des eaux usées (10°C minimum) et le diamètre intérieur du collecteur qui doit permettre de poser un échangeur. Ces conditions ne seront pas a priori réunies à l'échelle de la zone d'extension.

Récupération de chaleur en sortie de bâtiments

La chaleur des eaux usées peut aussi être récupérée en sortie de bâtiment, grâce à un échangeur installé dans une cuve dédiée. Cette solution est pertinente pour les bâtiments où de grandes quantités d'eau circulent en permanence (hôpitaux, piscines couvertes, blanchisseries).

Récupération de chaleur individuel

Les systèmes individuels (DWHR : Drain Water Heat Recovery) sont situés à la source des eaux grises (par exemple, au niveau de l'évacuation de la douche) et permettent de réaliser un échange instantané ou non entre les eaux de drainage et la demande en eau chaude sanitaire. Ces systèmes ne nécessitent pas de pompe à chaleur.

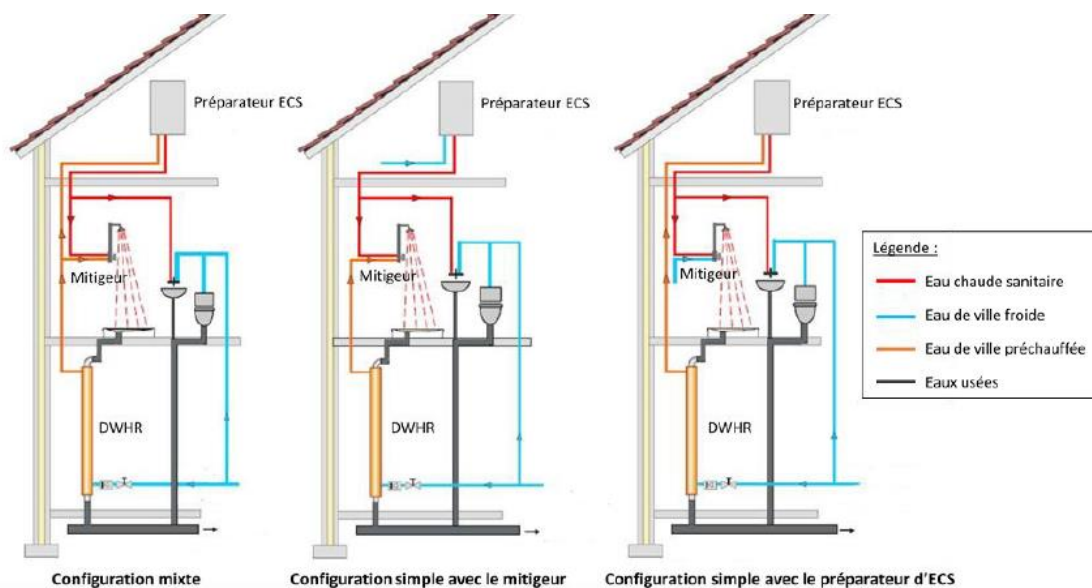


Figure 15 Configurations possibles des systèmes de récupération individuels

Sources : Showersave / Université de Liège

4.1.2 Potentiel de développement

Récupération de chaleur dans les collecteurs

Les débits et diamètres des collecteurs prévus sur la zone d'extension ne sont pas connus, mais seront a priori insuffisants pour justifier la mise en place d'un échangeur de chaleur, en prenant en compte uniquement le potentiel issu de l'extension de la zone d'extension. Ce type d'installation est donc à envisager à une échelle plus importante que celle d'un quartier, afin de cibler les sites les plus intéressants. Ce type de récupération de chaleur est donc écarté de l'étude.

Récupération de chaleur en sortie de bâtiments

Le programme de la zone d'aménagement prévoit majoritairement des logements individuels ou petits collectifs, et n'inclue pas de bâtiment impliquant la circulation de grandes quantités d'eau (hôpitaux, piscines couvertes, blanchisseries). Ce type de récupération de chaleur est donc écarté de l'étude.

Récupération de chaleur individuels

Les systèmes individuels peuvent être intégrés plus facilement pour des bâtiments résidentiels individuels ou petits collectifs et paraissent plus adaptés au projet d'extension de la zone d'aménagement Centre Bourg que les systèmes de récupération collective. Le potentiel de récupération de chaleur est quantifié dans le tableau suivant¹⁶.

¹⁶ Estimations à partir d'une hypothèse de 35% des besoins en eau chaude sanitaire affectés aux douches, et 30% de l'énergie des douches récupérée

Phase	Consommations ECS	Consommation douches	Energie récupérée
A	108 MWh	38 MWh	11 MWh
B	86 MWh	30 MWh	9 MWh
C	125 MWh	44 MWh	13 MWh
Total	320 MWh	112 MWh	34 MWh

Tableau 13 : Potentiel de récupération de chaleur par systèmes individuels de récupération sur les eaux de drainage

4.2 Raccordement à un réseau de chaleur

4.2.1 Présentation



Figure 16 Schéma de principe d'un réseau de chaleur (Source : ADEME Ile-de-France)

Parmi les différents systèmes de chauffage présentés ci-dessus, on considère :

- Les **systèmes de chaleur centralisés** : réseaux de chaleur, alimentés par une chaufferie commune (biomasse, gaz, pompe à chaleur, récupération de chaleur fatale)
- Les **systèmes de chaleur décentralisés** : chaque entreprise dispose de ses propres équipements de fourniture en chauffage

Les réseaux de chaleur peuvent être alimentés par tous types d'énergies produisant de la chaleur (biomasse, méthanisation, solaire thermique, géothermie...). Les utilisateurs se raccordent au réseau par le biais d'un échangeur (sous station).

Les réseaux de chaleur peuvent être subventionnés s'ils sont alimentés à 50% par des énergies renouvelables ou de récupération (chauffage au bois, méthanisation, incinérateurs...).

Avantages :

- Pas de chaudière individuelle
- Pas de problèmes de maintenance individuelle (le gestionnaire du réseau gère la maintenance et les pannes éventuelles de la chaufferie)
- Faible occupation d'espace dans le bâtiment pour le système de chauffage
- Capacité à basculer rapidement tous les usagers vers des modes de chauffage vertueux

Inconvénients :

- Pas de maîtrise de la date de démarrage et d'arrêt de la chaufferie

- Complexité de mise en place plus importante (technique et juridique)

La boucle d'eau tempérée à énergie géothermique

La boucle d'eau tempérée à énergie géothermique dite « BETEG » est assimilée à un réseau de chaleur. Le facteur différenciant de la boucle d'eau tempérée par rapport aux réseaux de chaleur est la température de distribution de l'eau qui y circule, ce qui permet à la fois de répondre facilement à des besoins de chaud comme de froid. Selon la ressource renouvelable échangeant avec la BETEG, la température de l'eau dans la boucle est généralement comprise entre 5 et 30°C.

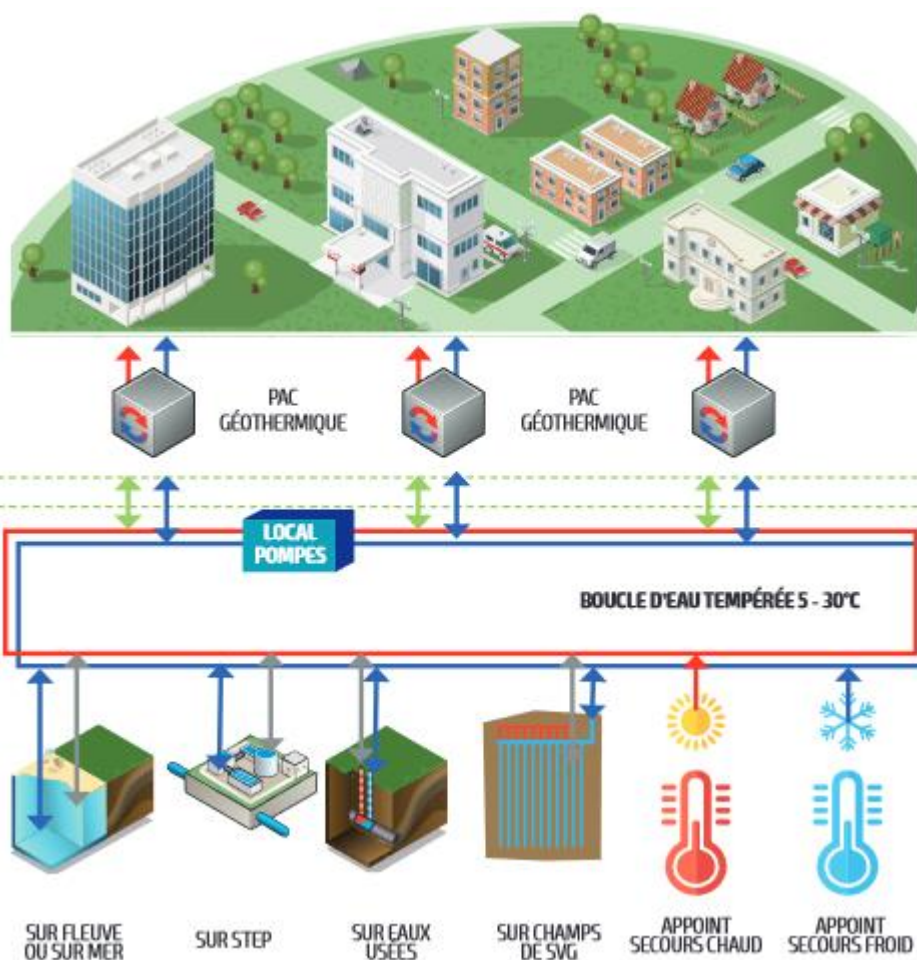


Figure 17: Schéma d'une boucle d'eau tempérée à énergie géothermie – Source : AFGP/Burgeap

L'intérêt majeur de la boucle d'eau tempérée est la mutualisation des besoins énergétiques entre bâtiments. Lorsqu'un bâtiment produit du chauffage, il refroidit la boucle d'eau. Simultanément lorsqu'un autre bâtiment appelle des besoins de climatisation il réchauffe la boucle. Cette simultanéité de besoins permet de mutualiser les rendements énergétiques des équipements de production.

D'autre part, la BETEG permet de s'adapter au phasage du projet : en l'absence de moyen de production (PAC, chaudière) centralisé comme dans le cas d'un réseau de chaleur, il est plus facile d'intégrer les phases du projet dans la boucle au cours de leur développement.

4.2.2 Potentiel de développement

Aucun réseau de chaleur n'a été identifié autour de la zone d'aménagement Centre Bourg.

Afin de juger de la pertinence d'un système de chauffage centralisé, on détermine la densité thermique qui caractérise la concentration des besoins de chaleur qui justifierait une mise en commun de la production.

Le seuil permettant la subvention par l'ADEME dans le cadre du fonds chaleur et qui peut donc être assimilé à la densité minimale pouvant permettre à un réseau de présenter un intérêt technico-économique est de **1,5 MWh thermique / mètre linéaire/an (et jusqu'à 1 MWh/ml/an sous conditions d'efficacité énergétique du réseau)**.

Un réseau relie donc la chaufferie commune aux utilisateurs qui sont alors connectés via des sous-stations de livraison de chaleur. La figure suivante montre le tracé potentiel de réseaux de chaleur par îlot, desservant l'ensemble des bâtiments prévus, afin de déterminer si certains îlots sont suffisamment denses pour envisager la création d'une production de chauffage mutualisée. En première approche, on ne prend pas en compte la distance nécessaire pour relier le réseau à la chaufferie commune dont il faudra déterminer la position.

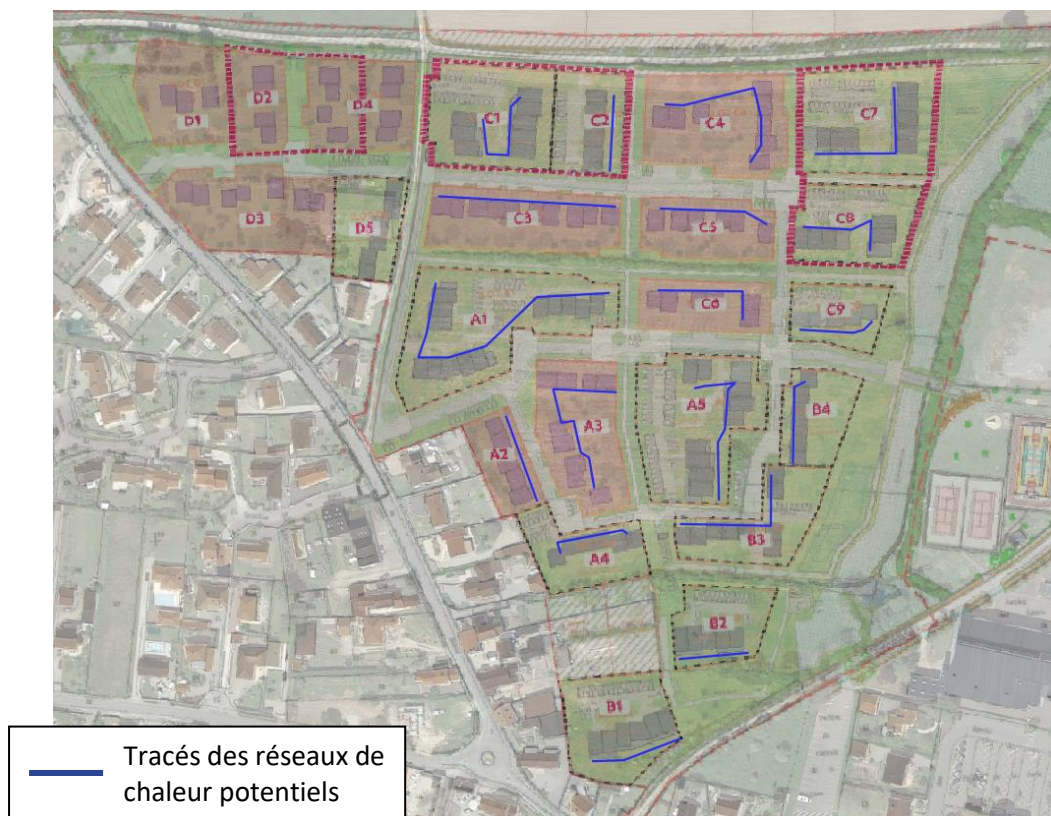


Figure 18: Tracé de réseaux de chaleur potentiels par îlot

Le tableau suivant résume la densité thermique déduite de ces tracés.

	Consommation potentielle sur le réseau de chaleur ¹⁷	Longueur de réseau sur l'îlot	Densité thermique de l'îlot
A1	76 MWh	143 m	0,53 MWh/ml
A2	28 MWh	56 m	0,49 MWh/ml
A3	61 MWh	81 m	0,76 MWh/ml
A4	23 MWh	43 m	0,52 MWh/ml
A5	34 MWh	70 m	0,48 MWh/ml
B1	39 MWh	45 m	0,85 MWh/ml
B2	32 MWh	34 m	0,95 MWh/ml
B3	23 MWh	41 m	0,55 MWh/ml
B4	41 MWh	91 m	0,45 MWh/ml
B5	23 MWh	44 m	0,52 MWh/ml
B6	19 MWh	37 m	0,51 MWh/ml
C1	46 MWh	58 m	0,79 MWh/ml
C2	23 MWh	37 m	0,62 MWh/ml
C3	46 MWh	88 m	0,52 MWh/ml
C4	37 MWh	83 m	0,44 MWh/ml
C5	28 MWh	54 m	0,51 MWh/ml
C6	39 MWh	73 m	0,53 MWh/ml
C7	39 MWh	56 m	0,69 MWh/ml

Tableau 14 : Densité thermique des tracés de réseau de chaleur

La densité de la majorité des réseaux envisagés ne dépasse pas 0,95 MWh/ml, ce qui ne permet pas de justifier la mise en place d'un réseau de chaleur sur la base des implantations estimées. En effet, les bâtiments neufs consommant peu d'énergie pour leur chauffage, l'installation d'un réseau de chaleur sur ces seuls bâtiments demande des investissements importants pour fournir des quantités d'énergies faibles et ne sera donc pas rentable.

Potential de développement d'un réseau de chaleur au voisinage de la zone d'extension

La cartographie suivante présente les consommations de chaleur des bâtiments résidentiels et tertiaires au voisinage du projet d'extension de la ZAC (données CEREMA 2020) et les tracés de potentiels réseaux de chaleur pouvant atteindre une densité supérieure à 1,5 MWh/ml (données étude SNCU/FEDENE 2013). La zone d'extension se trouve dans une zone de consommations de chaleur majoritairement résidentielles, et se situe à environ 200m d'un tracé potentiel de futur réseau de chaleur de densité suffisante (> 1,5MWh/ml/an). Dans le cas où ce réseau serait développé, il pourrait être étendu à des zones voisines de plus faibles densités comme la zone d'extension étudiée, dans la limite de la pertinence technico-économique du projet.

¹⁷ Prise en compte de la fourniture de l'eau chaude sanitaire par le réseau 7 mois sur 12 en période hivernale

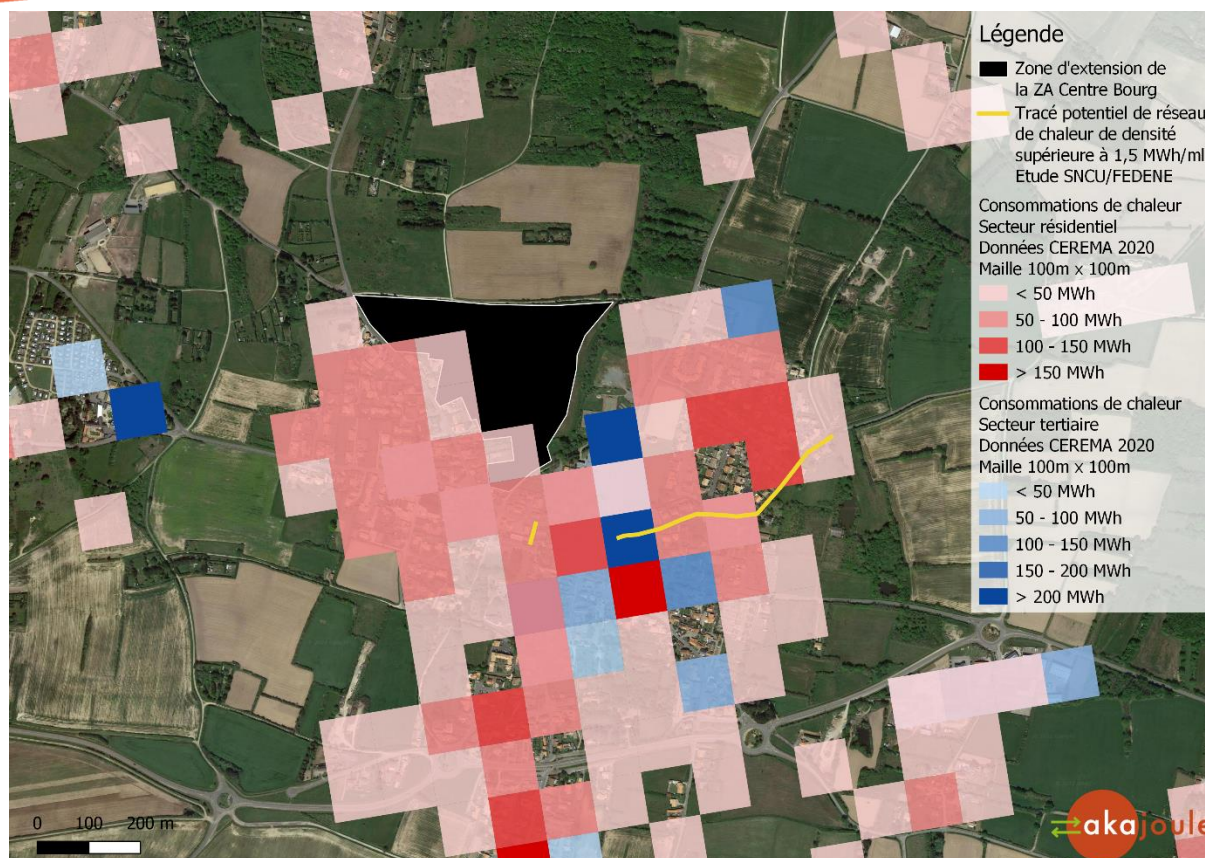


Figure 19: Potentiel de réseau de chaleur au voisinage de la zone d'extension

Optimisation d'un réseau de chaleur desservant des bâtiments performants

La densité thermique obtenue ne permet pas a priori d'assurer une pertinence technico-économique de la mise en place de réseaux de chaleur, en raison des faibles consommations des bâtiments neufs (nombre d'étages par bâtiment limité notamment) et de l'usage similaire des bâtiments sur la zone (logements). Certaines pistes sont envisageables pour améliorer la rentabilité d'un tel projet¹⁸ :

- Minimiser les investissements en optimisant les technologies utilisées et les choix techniques (canalisations en vide sanitaire...);
- Passage en basse température avec faible température de retour, afin de baisser les pertes thermiques du réseau et les débits nécessaires;
- Surisolation des canalisations;
- Variation de température sur le réseau de chaleur (en fonction de la température extérieure);
- Production solaire thermique alimentant le réseau de chaleur pour fournir les besoins en eau chaude sanitaire...

En outre, il sera possible de mutualiser la production de chauffage, a minima pour les logements collectifs.

La boucle d'eau tempérée à énergie géothermique

Les informations sur le potentiel géothermique disponibles ne permettent pas d'identifier un potentiel sur nappe, auquel cas il pourrait être envisagé une installation de production géothermique sur nappe associée à une boucle d'eau tempérée pour assurer la distribution vers les bâtiments. Le captage du potentiel géothermique sur sondes ou sur échangeurs compacts serait décentralisé et ne nécessiterait pas a priori de boucle d'eau tempérée.

¹⁸ Solutions proposées dans l'étude AMORCE « Solutions techniques pour optimiser les réseaux de chaleur dans un contexte de développement de bâtiments basse consommation » - 2011

Cependant, si la mise en place des capteurs était supportée par l'aménageur (par exemple sous les trottoirs), celui-ci pourrait bénéficier de subventions de l'ADEME (Fonds Chaleur) non accessibles aux particuliers. Cette solution collective nécessite la création d'un réseau supplémentaire par rapport à des installations individuelles.

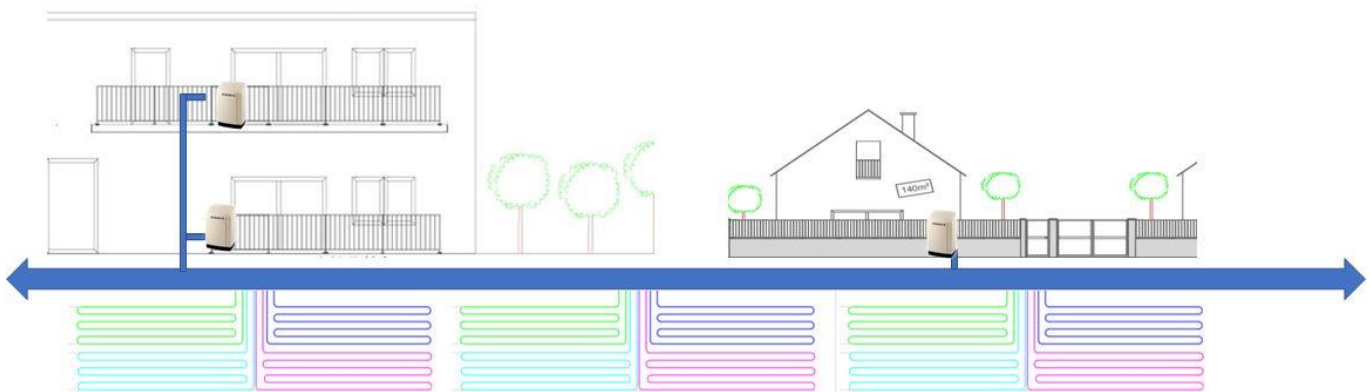


Figure 20: Schéma de boucle d'eau tempérée alimentée par échangeurs géothermiques compacts

Source : Caleosol

D'autre part, la zone d'extension de la ZA Centre Bourg est majoritairement à vocation résidentielle. Les bâtiments situés au voisinage de la zone sont également principalement résidentiels. A l'exception du cas de la mise en place de capteurs géothermiques par l'aménageur, permettant d'obtenir des subventions du Fonds Chaleur, la mise en place d'une boucle d'eau tempérée à énergie géothermique ne paraît donc pas pertinente dans la zone, car les besoins des différents bâtiments seront similaires sur une même période (pas d'optimisation énergétique liée à des besoins de chaud et de froid simultanés).

4.3 Synthèse des potentiels de développement des EnR

Le graphique ci-dessous présente la consommation électrique finale estimée sur le site et le potentiel photovoltaïque. Le potentiel photovoltaïque représente environ 2,6 fois la consommation électrique estimée (hors chauffage, ECS, cuisson), cependant la production photovoltaïque est intermittente et a lieu majoritairement en été alors que la consommation électrique est répartie sur l'année.

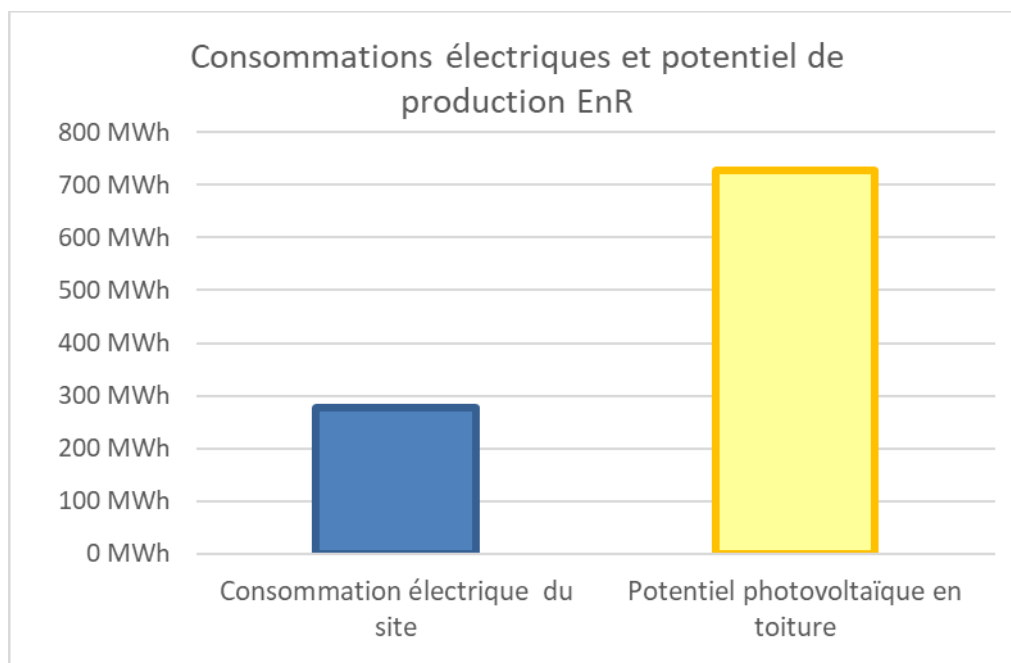


Figure 21 Consommations électriques et potentiel photovoltaïque

De la même manière, la figure ci-dessous présente les potentiels des EnR thermiques et la consommation thermique (chauffage et eau chaude sanitaire) totale. Le potentiel des EnR thermiques est limité par la consommation. Les potentiels en géothermie et aérothermie correspondent à la production EnR de ces systèmes (la consommation électrique est soustraite de la production thermique des pompes à chaleur). Le potentiel en géothermie est donc plus élevé que le potentiel en aérothermie car le coefficient de performance de la PAC géothermique est meilleur. Le potentiel solaire thermique est le plus faible car il est limité par la consommation d'eau chaude sanitaire et le solaire thermique ne peut pas fournir l'ensemble de cette consommation (en hiver notamment). Le potentiel de récupération de chaleur est minime par rapport aux consommations totales car il a été considéré uniquement la récupération instantanée sur l'eau des douches.

Consommations thermiques et potentiels de production EnR

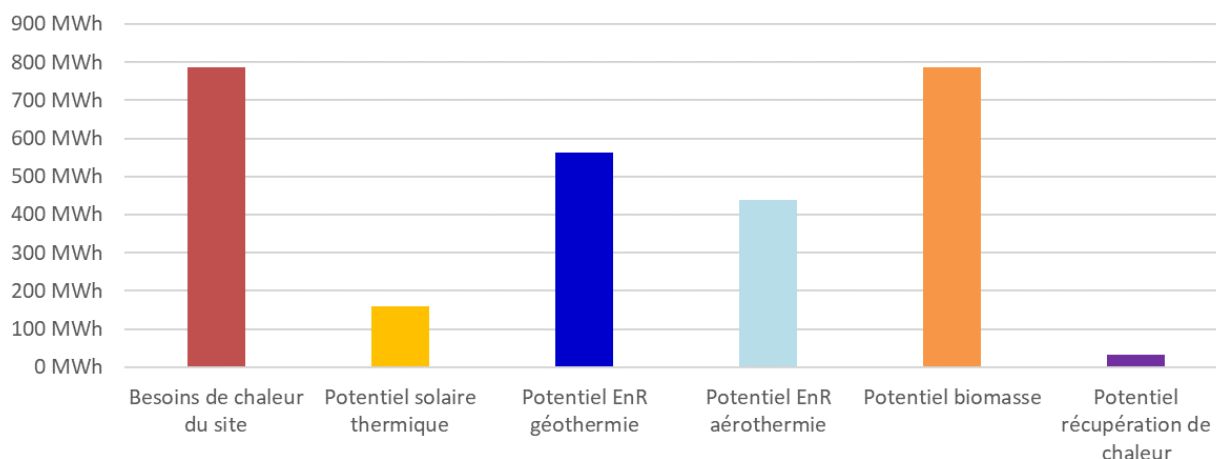


Figure 22 Consommation thermique et potentiels en géothermie, biomasse, aérothermie, récupération de chaleur et solaire thermique¹⁹

Les potentiels de développement des EnR sont synthétisés dans le tableau ci-dessous.

Énergie renouvelable	Potentiel identifié sur la zone d'étude
Photovoltaïque	786 MWh
Solaire thermique	160 MWh
Géothermie	563 MWh
Aérothermie	440 MWh
Biomasse	786 MWh
Récupération de chaleur	34 MWh

Tableau 15 Potentiels identifiés par énergie renouvelable

Le tableau ci-dessous résume l'adéquation de chaque filière au projet : adéquation technique et économique, objectifs du PCAET à plus large échelle, et émissions de gaz à effet de serre. L'adéquation de chaque filière est présentée de manière qualitative.

Les filières qui paraissent les plus adaptées au projet d'extension de la zone d'aménagement Centre-Bourg sont donc le photovoltaïque, le solaire thermique, la géothermie, et en second lieu le bois (objectifs PCAET moins ambitieux pour la filière bois-énergie).

¹⁹ Concernant les potentiels en géothermie et aérothermie, on considère les besoins thermiques totaux des bâtiments de la zone d'extension, cependant les potentiels de production EnR sont plus faibles que la consommation thermique totale en raison des consommations électriques des pompes à chaleur.

		Adéquation technique et économique au projet	Stratégie PCAET	Emissions GES (d'après base Carbone) ²⁰
Electricité	Photovoltaïque	+	++	+
	Eolien	-	++	++
Chaleur	Solaire thermique	+	++	++
	Géothermie	+	+	+
	Aérothermie	+	-	=
	Biomasse	+	=	+
	Récupération de chaleur	+	-	
	Méthanisation	-	++	
	Réseau de chaleur	-	=	

Tableau 16 Potentiels identifiés par énergie renouvelable

²⁰ Comparaison des différentes filières électriques d'une part et thermiques d'autre part d'après les facteurs d'émissions de la base Carbone.

5 Scénarios

Un scénario de référence et deux variantes sont comparés dans cette partie, afin de couvrir les besoins en chaleur de la zone. Le photovoltaïque est également étudié en revente totale dans le scénario 2 (pas d'autoconsommation).

Afin d'effectuer une analyse économique de chaque scénario, il est nécessaire d'évaluer les consommations d'électricité sur le réseau de distribution et la production d'énergie renouvelable pour les variantes. Les consommations et productions d'énergie seront exprimées en énergie finale. Il est considéré que les besoins estimés sur la base de ratios dans la partie précédente correspondent à des besoins en énergie utile du bâtiment (cas d'une chaudière gaz à condensation de rendement 100% par exemple), afin que les chiffrages présentés correspondent aux mêmes besoins thermiques utiles du bâtiment. Les coûts utilisés pour le chiffrage des scénarios sont présentés en annexe.

Les puissances des installations de chauffage considérées pour évaluer les coûts des installations sont estimées en fonction de ratio surfaciques²¹.

Les scénarios étudiés sont présentés dans le tableau ci-après. Le solution 100% gaz n'étant pas possible réglementairement et la zone d'activité n'étant pas raccordée en gaz, cette solution n'est pas étudiée. Le chauffage et l'eau chaude sanitaire du scénario de référence sont donc considérés aérothermiques. La variante 1 (solaire thermique fournissant l'eau chaude sanitaire et chaudières bois granulés fournissant l'eau chaude sanitaire et le chauffage) permet une production de chaleur 100% renouvelable en limitant les coûts d'investissements. Le scénario 2 associe la géothermie pour le chauffage (ECS par ballons électriques classiques) et des installations photovoltaïques sur les toitures les mieux orientées (sud et toitures terrasses). La production photovoltaïque est considérée comme revendue totalement sur le réseau. Il serait également possible de choisir des montages en autoconsommations avec vente de surplus, cependant ce choix nécessite des études spécifiques au cas par cas pour s'assurer de la part d'énergie autoproduite. Il pourra notamment être pertinent dans le cas où la géothermie est utilisée pour rafraîchir les bâtiments (consommations énergétiques lors des périodes les plus chaudes et les plus ensoleillées).

Les consommations d'électricité hors chauffage et ECS ne sont pas prises en compte dans le scénario car aucune autoconsommation d'électricité n'est étudiée.

Les coûts et ratios pris en compte pour le chiffrage des scénarios sont détaillés en annexe.

²¹ Prise en compte de ratios de 30 W/m² pour le chauffage et 12 W/m² pour l'eau chaude sanitaire (estimation sur la base de 2,2 personnes par logement – Moyenne 2018 à La Plaine-sur-Mer).

Scénario	Poste de consommation	Solution énergétique
Scénario de référence <i>Aérothermie</i>	Chauffage	Pompes à chaleur air/eau (mutualisées pour les logements collectifs) - Électricité issue du réseau
	ECS	Ballons thermodynamiques (mutualisées pour les logements collectifs) - Électricité issue du réseau
Variante 1 <i>Chauffage et appoint ECS par chaudières bois granulés, Solaire thermique pour la production ECS</i>	Chauffage	Chaudière bois granulés
	ECS	Solaire thermique avec appoint granulés
Variante 2 <i>Chauffage par géothermie, installations PV en revente totale</i>	Chauffage	Géothermie sur sondes ou échangeurs thermiques compacts suivant espace disponible par îlot
	ECS	Ballons électriques
	Photovoltaïque	Revente totale

Tableau 17 Scénarios étudiés

5.1 Scénario de référence

Dans ce scénario, on considère que tous les besoins de chaleur sont assurés par un mode de chauffage aérothermiques (pompes à chaleur air/eau et ballons thermodynamiques), sans mise en place de panneaux solaires.

5.1.1 Aérothermie : coûts d'investissement, maintenance et consommations électriques

Le tableau ci-dessous présente les coûts d'investissement et de maintenance estimés par îlot pour le scénario de référence. Pour les logements groupés, les productions de chaleur sont considérées comme mutualisées. Les éléments pris en compte dans les coûts sont mentionnés en annexe.

Phase	Îlot	Investissement PAC ²²	Investissement ballons thermodynamiques ²³	Coût maintenance annuel	Consommations électriques
A	A1	132 000 €	49 000 €	4 200 €	40 MWh
	A2	56 000 €	21 000 €	1 800 €	15 MWh
	A3	85 000 €	32 000 €	2 700 €	33 MWh
	A4	56 000 €	21 000 €	1 800 €	12 MWh
	A5	85 000 €	32 000 €	2 700 €	18 MWh
B	B1	56 000 €	21 000 €	1 800 €	21 MWh
	B2	47 000 €	18 000 €	1 500 €	17 MWh
	B3	56 000 €	21 000 €	1 800 €	12 MWh
	B4	85 000 €	32 000 €	2 700 €	22 MWh
	B5	47 000 €	18 000 €	1 500 €	12 MWh
	B6	47 000 €	18 000 €	1 500 €	10 MWh
C	C1	94 000 €	35 000 €	3 000 €	24 MWh
	C2	47 000 €	18 000 €	1 500 €	12 MWh
	C3	94 000 €	35 000 €	3 000 €	24 MWh
	C4	75 000 €	28 000 €	2 400 €	19 MWh
	C5	56 000 €	21 000 €	1 800 €	15 MWh
	C6	56 000 €	21 000 €	1 800 €	21 MWh
	C7	85 000 €	32 000 €	2 700 €	21 MWh
TOTAL		1 259 000 €	473 000 €	40 200 €	346 MWh

Tableau 18 Investissement, maintenance et consommations électriques - Aérothermie

5.1.2 Subventions possibles

Aucune subvention n'a été identifiée pour ce scénario.

²² Données utilisées pour le chiffrage : Tarifs fournisseurs + Coûts de pose

²³ Données utilisées pour le chiffrage : Etude ADEME 2022 « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France »

5.2 Scénario 1

La première variante proposée considère un **chauffage par chaudières bois** et l'installation de **solaire thermique** en toiture pour l'ECS. Une installation solaire thermique ne pouvant assurer 100% des besoins en ECS, il est considéré que les chaudières granulés assureront l'appoint au solaire thermique, afin d'avoir une solution 100% énergies renouvelables.

5.2.1 Solaire thermique : coûts d'investissement et maintenance.

Le tableau ci-dessous présente les coûts d'investissement et de maintenance estimés par îlot pour les installations solaire thermique. Pour les logements groupés, les productions de chaleur sont considérées comme mutualisées.

Phase	Îlot	Consommation ECS pouvant être fournie par le solaire (MWh)	Investissement ²⁴	Coût maintenance annuel
A	A1	19 MWh	41 000 €	400 €
	A2	7 MWh	15 000 €	100 €
	A3	15 MWh	34 000 €	300 €
	A4	5 MWh	12 000 €	100 €
	A5	8 MWh	18 000 €	200 €
B	B1	10 MWh	22 000 €	200 €
	B2	8 MWh	18 000 €	200 €
	B3	5 MWh	12 000 €	100 €
	B4	10 MWh	22 000 €	200 €
	B5	6 MWh	12 000 €	100 €
	B6	5 MWh	10 000 €	100 €
C	C1	11 MWh	24 000 €	200 €
	C2	6 MWh	12 000 €	100 €
	C3	11 MWh	24 000 €	200 €
	C4	9 MWh	20 000 €	200 €
	C5	7 MWh	15 000 €	100 €
	C6	10 MWh	22 000 €	200 €
	C7	10 MWh	22 000 €	200 €
TOTAL		179 MWh	355 000 €	3 200 €

Tableau 19 Investissement, et maintenance - Solaire thermique

5.2.1 Bois-énergie : coûts d'investissement et maintenance

Le tableau ci-dessous présente les coûts d'investissement et de maintenance estimés par îlot pour les chaudières bois granulés. Pour les logements groupés, les productions de chaleur sont considérées comme mutualisées.

²⁴ Données utilisées pour le chiffrage : Etude ADEME 2022 « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France »

Phase	Îlot	Investissement Chaudières bois ²⁵	Coût maintenance annuel	Consommations de bois granulés
A	A1	184 000 €	3 500 €	17 t
	A2	79 000 €	1 500 €	6 t
	A3	118 000 €	2 300 €	14 t
	A4	79 000 €	1 500 €	5 t
	A5	118 000 €	2 300 €	8 t
B	B1	79 000 €	1 500 €	9 t
	B2	66 000 €	1 300 €	7 t
	B3	79 000 €	1 500 €	5 t
	B4	118 000 €	2 300 €	9 t
	B5	66 000 €	1 300 €	5 t
	B6	66 000 €	1 300 €	4 t
C	C1	131 000 €	2 500 €	10 t
	C2	66 000 €	1 300 €	5 t
	C3	131 000 €	2 500 €	10 t
	C4	105 000 €	2 000 €	8 t
	C5	79 000 €	1 500 €	6 t
	C6	79 000 €	1 500 €	9 t
	C7	118 000 €	2 300 €	9 t
TOTAL		1 761 000 €	33 900 €	145 t

Tableau 20 Investissement et maintenance – Bois-énergie

5.2.2 Subventions possibles

Les subventions du Fonds Chaleur considérées ci-dessous ne sont prises en compte que sur les productions EnR des logements collectifs.

Fonds Chaleur ADEME – Subventions chaudières bois

Le Fonds Chaleur concerne les projets de plus de 1 200 MWh/an d'énergie biomasse et permet le financement des projets de production de chaleur à partir d'énergies renouvelables et de récupération d'énergie (EnR&R) ainsi que les réseaux de chaleur liés à ces installations. Ces aides financières permettent à la chaleur renouvelable d'être compétitive par rapport à celle produite à partir d'énergies conventionnelles.

Cependant, le COTER (Contrat d'objectif territorial de développement des énergies renouvelables thermiques) mis en place par le SYDELA permet de bénéficier des aides du Fonds Chaleur en fonction de la tranche correspondant au projet (cf tableau ci-dessous), y compris pour des projets de moins de 1 200 MWh/an.

²⁵ Données utilisées pour le chiffrage : Etude ADEME 2022 « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France »

Tranche (MWh)		aide collectif/tertiaire en € / MWhENR sortie sur 20ans	aide industrie en € / MWhENR sortie sur 20ans
0	600	21	12
601	3 000	10	6
3 001	6 000	5	3
6 001	12 000	4	1

Figure 23 : Descriptif du montant de la subvention liée à la production de chaleur

La production EnR totale considérée pour les logements collectifs sur la zone d'extension est de **241 MWh** (soit une consommation d'environ 60 t de granulés).

Fonds Chaleur ADEME – Subventions solaire thermique

Le Fonds Chaleur concerne les projets solaire thermique de surface de panneaux supérieure à 25 m². Ces aides financières permettent à la chaleur renouvelable d'être compétitive par rapport à celle produite à partir d'énergies conventionnelles. Cependant, le COTER (Contrat d'objectif territorial de développement des énergies renouvelables thermiques) mis en place par le SYDELA permet de bénéficier des aides du Fonds Chaleur en fonction de la tranche correspondant au projet (cf tableau ci-dessous), y compris pour des projets de moins de 25 m². La Plaine-sur-mer est située dans la zone géographique Nord.

Zone Géographique	Aide forfaitaire [€/MWh solaire utile] sur 20 ans
Nord	63
Sud	56
Méditerranée	50

Figure 24 : Descriptif du montant de la subvention liée à la production de chaleur

La surface de solaire thermique utile pour les logements collectifs est estimée à 140 m². La production solaire utile totale considérée pour les logements collectifs sur la zone d'extension est de **63 MWh**.

Bilan - Subventions

Ces montants sont valables dans les conditions du Fonds Chaleur pour l'année 2022 et peuvent être amenés à évoluer selon les règles ADEME. Conformément aux règles d'éligibilité du Fonds Chaleur, **les subventions ne sont considérées que sur les productions EnR des logements collectifs**.

Le tableau ci-dessous résume les subventions disponibles pour ce scénario :

	Scénario 1 – Logements collectifs
Production de chaleur bois (MWh _{th})	241 MWh _{th}
Subvention production bois (€)	101 200 €
Production solaire utile (MWh _{th})	63 MWh _{th}
Subvention production solaire thermique (€)	79 400 €
TOTAL	180 600 €

Tableau 21 : Subventions existantes pour les scénarios

5.3 Scénario 2

5.3.1 Géothermie : coûts d'investissement, maintenance et consommations électriques

Le tableau ci-dessous présente les coûts d'investissement et de maintenance estimés par îlot pour les installations géothermiques. Pour les logements groupés, les productions de chaleur sont considérées comme mutualisées.

Il est considéré en priorité la mise en place d'échangeurs géothermiques compacts (COP global moins élevé qu'une installation sur sondes mais investissement plus faible). En fonction de l'espace disponible sur chaque îlot, il est déterminé si celui-ci est alimenté par échangeurs compacts ou sondes géothermiques.

Phase	Îlot	Choix échangeurs compacts / sondes	Investissement systèmes de captage en sous-sol	Investissement pompes à chaleur ²⁶	Coût maintenance annuel	Consommations électriques pompes à chaleur
A	A1	Sondes	87 000 €	132 000 €	3 200 €	13 MWh
	A2	Sondes	35 000 €	56 000 €	1 400 €	5 MWh
	A3	Sondes	65 000 €	85 000 €	2 100 €	11 MWh
	A4	Echangeurs compacts	12 000 €	56 000 €	1 400 €	5 MWh
	A5	Sondes	43 000 €	85 000 €	2 100 €	6 MWh
B	B1	Sondes	41 000 €	56 000 €	1 400 €	7 MWh
	B2	Sondes	34 000 €	47 000 €	1 200 €	6 MWh
	B3	Sondes	28 000 €	56 000 €	1 400 €	4 MWh
	B4	Echangeurs compacts	21 000 €	85 000 €	2 100 €	8 MWh
	B5	Sondes	29 000 €	47 000 €	1 200 €	4 MWh
	B6	Echangeurs compacts	10 000 €	47 000 €	1 200 €	4 MWh
C	C1	Sondes	58 000 €	94 000 €	2 300 €	8 MWh
	C2	Sondes	29 000 €	47 000 €	1 200 €	4 MWh
	C3	Echangeurs compacts	24 000 €	94 000 €	2 300 €	9 MWh
	C4	Echangeurs compacts	19 000 €	75 000 €	1 800 €	8 MWh
	C5	Echangeurs compacts	14 000 €	56 000 €	1 400 €	6 MWh
	C6	Sondes	41 000 €	56 000 €	1 400 €	7 MWh
	C7	Sondes	41 000 €	85 000 €	2 100 €	7 MWh
TOTAL			631 000 €	1 259 000 €	31 200 €	122 MWh

Tableau 22 Investissement, maintenance et consommations électriques – Géothermie

5.3.1 Photovoltaïque : coûts d'investissement, maintenance et production électrique

Le tableau ci-dessous présente les coûts d'investissement et de maintenance estimés par îlot pour les installations photovoltaïques, ainsi que la production électrique estimée et les gains associés à la revente. Les tarifs de rachat

²⁶ Données utilisées pour le chiffrage : Tarifs fournisseurs + Coûts de pose

considérés sont détaillés en annexe. Dans ce scénario, seuls les pans de toiture orientés au sud et les toitures terrasses sont considérés comme équipés de photovoltaïque.

Phase	Îlot	Nombre de bâtiments orientés nord/sud ou toitures terrasses	Investissement Photovoltaïque ²⁷	Coût maintenance annuel ²⁸	Production photovoltaïque totale par îlot	Gains liés à la revente
A	A1	3	19 000 €	600 €	10 MWh	1 800 €
	A2	2	15 000 €	500 €	7 MWh	1 300 €
	A3	8	65 000 €	2 000 €	33 MWh	6 000 €
	A4	0	30 000 €	900 €	15 MWh	2 700 €
	A5	4	20 000 €	600 €	10 MWh	1 800 €
B	B1	6	206 000 €	6 500 €	89 MWh	9 900 €
	B2	5	172 000 €	5 400 €	74 MWh	8 300 €
	B3	0	0 €	0 €	0 MWh	0 €
	B4	5	36 000 €	1 100 €	18 MWh	3 400 €
	B5	5	36 000 €	1 100 €	18 MWh	3 400 €
	B6	0	0 €	0 €	0 MWh	0 €
C	C1	8	73 000 €	2 300 €	37 MWh	6 700 €
	C2	6	36 000 €	1 100 €	18 MWh	3 400 €
	C3	0	0 €	0 €	0 MWh	0 €
	C4	5	36 000 €	1 100 €	18 MWh	3 400 €
	C5	0	0 €	0 €	0 MWh	0 €
	C6	5	29 000 €	900 €	15 MWh	2 600 €
	C7	2	17 000 €	500 €	9 MWh	1 600 €
TOTAL		64	790 000 €	24 600 €	372 MWh	56 300 €

Tableau 23 Investissement, maintenance et consommations électriques – Photovoltaïque

Afin d'estimer les prix de revente de l'électricité, il est considéré des installations inférieures ou égales à 3 kWc sur chaque pan de toiture équipé (chaque îlot détaillé dans le tableau ci-dessus regroupe plusieurs bâtiments), sauf les toitures terrasses pour lesquelles des installations de 16 kWc sont prises en compte.

5.3.2 Subventions possibles

Fonds Chaleur ADEME – Subventions géothermie

Le Fonds Chaleur concerne les projets de plus de 25 MWhEnR/an d'énergie géothermique de surface. Ces aides financières permettent à la chaleur renouvelable d'être compétitive par rapport à celle produite à partir d'énergies conventionnelles.

Cependant, le COTER (Contrat d'objectif territorial de développement des énergies renouvelables thermiques) mis en place par le SYDELA permet de bénéficier des aides du Fonds Chaleur en fonction de la tranche correspondant au projet (cf tableau ci-dessous), y compris pour des projets de moins de 25 MWhEnR/an.

²⁷ Investissement de 2,2 €TTC/kWc. Source : photovoltaïque.info

²⁸ Données utilisées pour le chiffrage : Etude ADEME 2022 « Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France »

Technologie	Aide forfaitaire en €/MWh EnR/an (sur 20 ans)
PAC sur sondes et géostructures énergétiques	50 €/MWh EnR
PAC sur échangeurs compacts géothermiques	44 €/MWh EnR
PAC sur eau de nappe, sur eau de mer et sur eaux usées	25 €/MWh EnR

Figure 25 : Descriptif du montant de la subvention liée à la production de chaleur

Ces montants sont valables dans les conditions du Fonds Chaleur pour l'année 2022 et peuvent être amenés à évoluer selon les règles ADEME. Conformément aux règles d'éligibilité du Fonds Chaleur, **les subventions ne sont considérées que sur les productions EnR des logements collectifs.**

La production EnR géothermique pour les logements collectifs est estimée à 113 MWh et est située sur des îlots considérés alimentés par des sondes géothermiques.

Le tableau ci-dessous résume les subventions disponibles pour ce scénario :

	Scénario 2 – Logements collectifs
Production EnR géothermique (MWh _{EnR})	113 MWh _{EnR}
Subvention production géothermique (€)	113 000 €

Tableau 24 : Subventions existantes pour les scénarios

5.4 Comparaison des scénarios

5.4.1 Consommations énergétiques

Le tableau ci-dessous résume les consommations et productions énergétiques sur la zone d'extension par scénario.

	Référence : Aérothermie	Scénario 1 : Biomasse + Solaire thermique	Scénario 2 : Géothermie + revente PV
Consommation électricité spécifique (hors chauffage, ECS)	277 MWh	277 MWh	277 MWh
Consommation électricité (chauffage et ECS)	346 MWh		458 MWh
Consommation bois		625 MWh / 145 t	
Revente électricité			373 MWh
Bilan théorique²⁹ - Energie finale	623 MWh	902 MWh	362 MWh

Tableau 25 Comparaison des consommations énergétiques par scénario

Le scénario le plus consommateur tous vecteurs énergétiques confondus est le scénario 1, en raison du recours aux pompes à chaleur dans les autres scénarios.

5.4.2 Emissions de gaz à effet de serre

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) sont également calculées afin d'évaluer l'impact environnemental de chaque scénario. Ces calculs sont effectués en fonction des ratios d'émissions de la Base Carbone (2022) détaillés en annexe. Les résultats sont présentés dans le tableau ci-après.

	Référence : Aérothermie	Scénario 1 : Biomasse + Solaire thermique	Scénario 2 : Géothermie + revente PV
Emissions GES consommations électricité	23 tCO ₂ eq		27 tCO ₂ eq
Emissions GES consommations bois		7 tCO ₂ eq	
Emissions "évitées" revente électricité photovoltaïque			-5 tCO ₂ eq ³⁰
	23 tCO₂eq	7 tCO₂eq	22 tCO₂eq

Tableau 26 Comparaison des émissions de GES par scénario

Les émissions de gaz à effet de serre sont plus importantes dans le scénario de référence. La variante 1 permet une baisse de 70% des émissions, grâce notamment au faible facteur d'émission des granulés de bois par rapport à l'électricité. La variante 2 est légèrement moins émettrice de gaz à effet de serre que la référence (4% d'émissions

²⁹ Le bilan permet de comparer les consommations théoriques finales en prenant en compte l'énergie « exportée » (photovoltaïque). En réalité, la production photovoltaïque et les consommations d'électricité ne seront pas forcément concomitantes.

³⁰ Les émissions « évitées » considérées sont des émissions théoriques correspondant à la différence entre les émissions liées à l'électricité photovoltaïque revendue et les émissions de la même quantité d'énergie consommée sur le réseau. En réalité, le gain en GES dépend du type de production électrique que remplacera la production photovoltaïque à chaque instant.

en moins) car l'eau chaude sanitaire reste produite par ballons électriques classiques, moins performants énergétiquement qu'un ballon thermodynamique ou une installation solaire thermique.

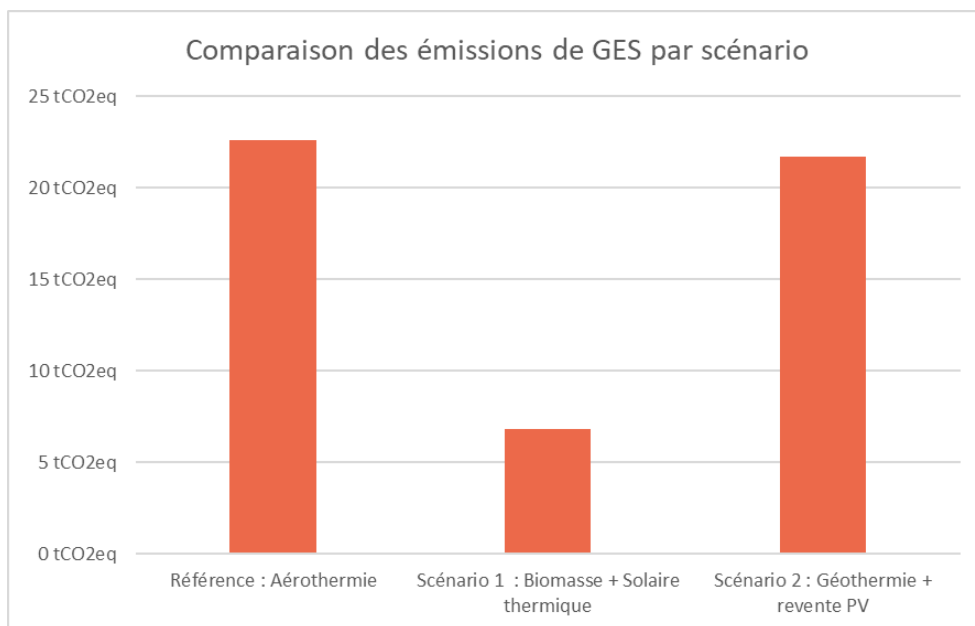


Figure 26 Comparaison des émissions de GES par scénario

5.4.3 Bilan économique

Pour chaque cas, les trois scénarios ont été comparés en fonction de leurs coûts d'investissement, leurs coûts d'exploitation et leur coût global sur 20 ans. Les temps de retour des variantes par rapport au scénario de référence ont été calculés en prenant en compte les hypothèses d'augmentation du coût de l'énergie disponibles en annexe.

5.4.3.1 Investissement

Comme le montre le graphique ci-dessous, les coûts à financer après subventions sont plus importants dans la deuxième variante que dans les deux premiers scénarios, notamment en raison de la mise en place de photovoltaïque en toiture (28% des investissements). Le scénario qui nécessite l'investissement le plus faible est le scénario de référence.

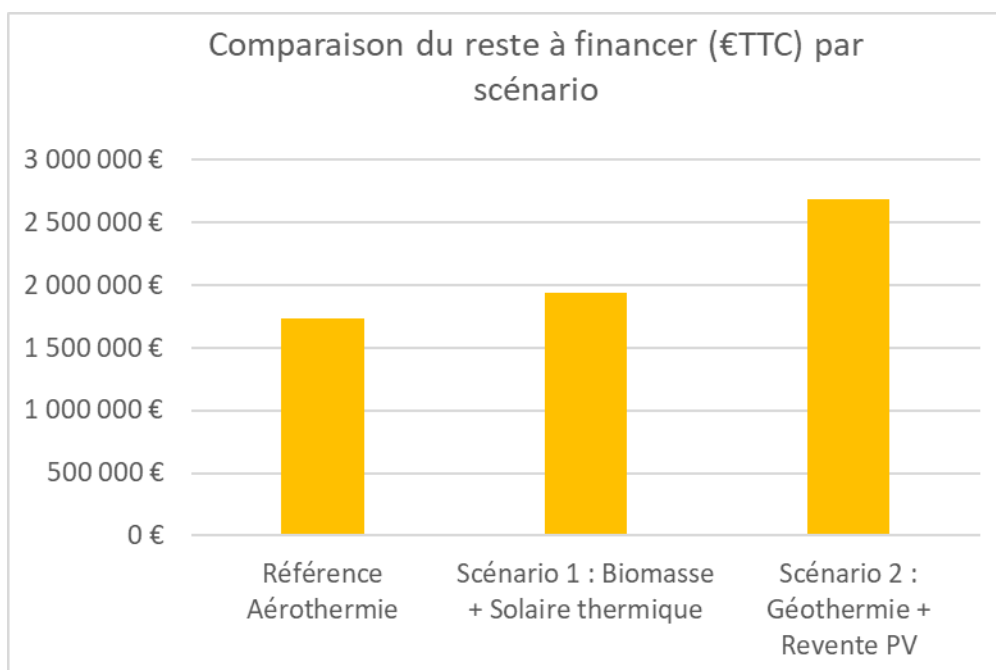


Figure 27 Comparaison des coûts restant à financer par scénario

5.4.3.2 Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation sont 13% plus importants à l'année 1 dans la variante 1 que dans le scénario de référence, et sont 22% moins importants dans la variante 2 que dans le scénario de référence (voir figure ci-dessous).

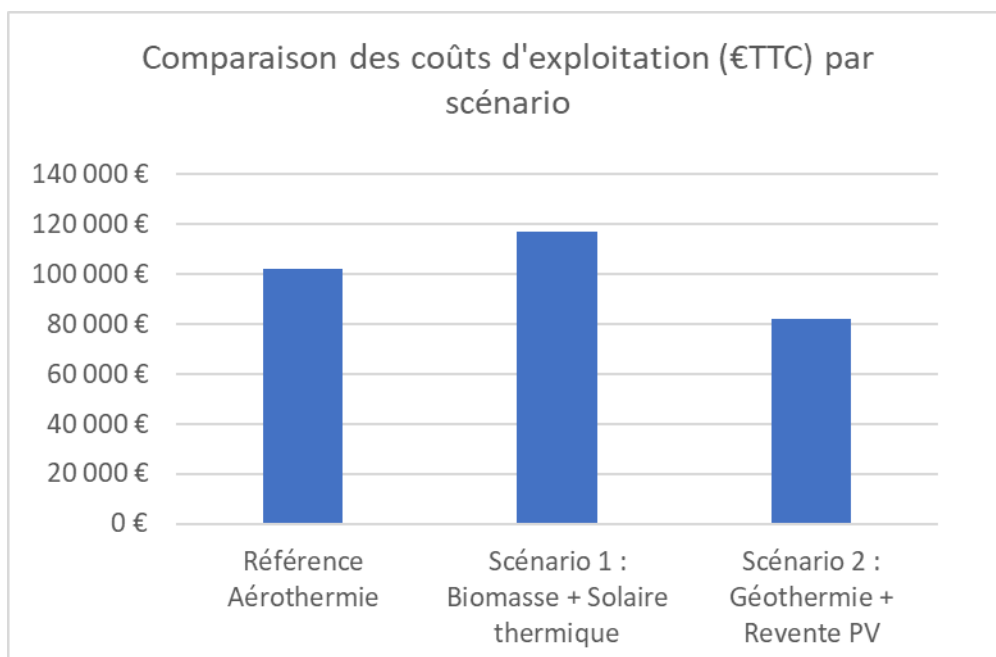


Figure 28 Comparaison des coûts d'exploitation à l'année 1 par scénario

5.4.3.3 Bilan global

Le tableau ci-dessous résume l'ensemble des coûts présentés précédemment. Les deux scénarios présentés permettent d'obtenir un temps de retour brut inférieur à 20 ans par rapport à la référence. Le scénario le plus intéressant économiquement sur 20 ans est le scénario 1 (bois et solaire thermique).

		Référence Aérothermie	Scénario 1 : Biomasse + Solaire thermique	Scénario 2 : Géothermie + Revente PV
Consommations d'énergie	Consommation électricité (MWhe)	346 MWh		458 MWh
	Coût électricité (€TTC)	62 000 €		82 000 €
	Consommation bois granulés (t)			373 MWh
	Coût granulés (€TTC)			56 000 €
Productions d'énergie	Production électricité (MWhe)		145 t	
	Revente électricité (€TTC)		80 000 €	
Bilan Consommations - Productions	Total coûts consommations/productions d'énergie (€TTC)	62 000 €	80 000 €	26 000 €
Maintenance (€TTC)	Aérothermie (PAC air/eau et ballons thermodynamiques)	40 200 €		
	Chaudières bois granulés		33 900 €	
	Solaire thermique		3 200 €	
	Géothermie			31 000 €
	Photovoltaïque			25 000 €
	Total coûts maintenance	40 200 €	37 100 €	56 000 €
Investissement (€TTC)	Aérothermie (PAC air/eau et ballons thermodynamiques)	1 732 000 €		
	Chaudières bois granulés		1 761 000 €	
	Solaire thermique		355 000 €	
	Géothermie			1 890 000 €
	Ballons électriques ECS			140 000 €
	Photovoltaïque			790 000 €
	Total coûts d'investissement	1 732 000 €	2 116 000 €	2 820 000 €
Subventions	Aérothermie (PAC air/eau et ballons thermodynamiques)			
	Chaudières bois granulés		101 000 €	
	Solaire thermique		80 000 €	
	Géothermie			133 000 €
	Photovoltaïque			
	Total subvention	0 €	181 000 €	133 000 €
	Reste à financer	1 732 000 €	1 935 000 €	2 687 000 €
	Total coûts d'exploitation	102 200 €	117 100 €	82 000 €
	Temps de retour brut (sans prise en compte des évolutions des coûts de l'énergie)	-	Coûts d'exploitation plus élevés que la référence	> 30 ans

5.4.3.1 Coût global sur 20 ans

Afin de comparer les variantes et la solution de référence, il peut également être étudié le coût global de la chaleur sur 20 ans. Pour faire cette simulation, une hypothèse basse et haute de l'évolution des coûts est prise en compte (détaillée en annexe). Les résultats sont présentés par les graphiques ci-dessous.

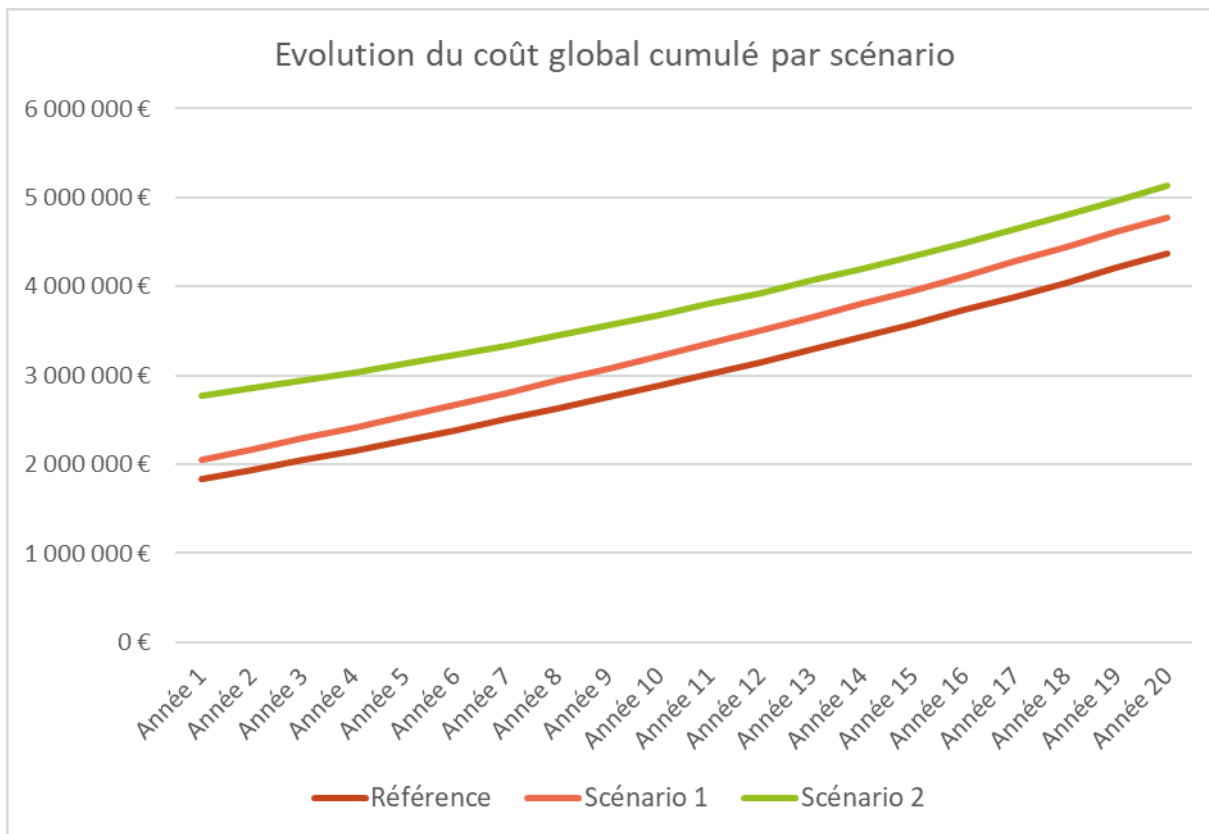


Figure 29 : Coût global de la chaleur sur 20 ans selon une hypothèse basse de l'augmentation des prix

Cette courbe illustre le temps de retour des variantes par rapport à la référence suivant une hypothèse basse de l'augmentation des coûts.

Ainsi, le scénario de référence reste le plus intéressant économiquement sur 20 ans suivant une hypothèse basse de l'augmentation des coûts. Le scénario ayant le coût global sur 20 ans (défini en annexe) le plus élevé est le scénario 2.

En effet, le coût du scénario 2 reste dépendant des coûts de l'électricité en raison des ballons ECS électriques et le choix de la revente photovoltaïque et le coût annuel d'exploitation du scénario n°1 reste plus élevé que celui de la référence.

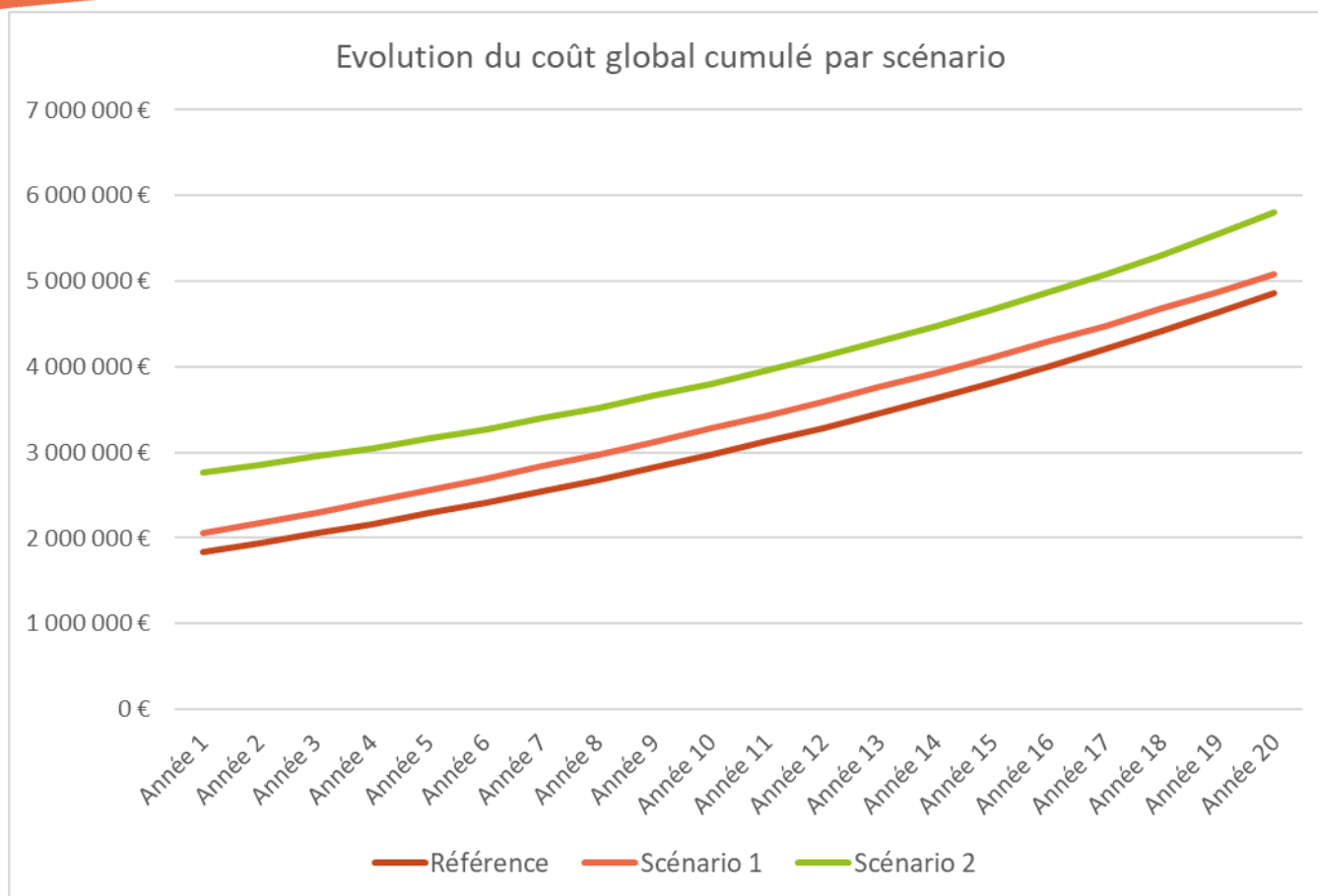


Figure 30 : Coût global de la chaleur sur 20 ans selon une hypothèse haute de l'augmentation des prix

Cette courbe illustre le temps de retour du projet suivant une hypothèse haute de l'augmentation des coûts des énergies.

Ainsi, le scénario de référence reste le plus intéressant économiquement sur 20 ans suivant une hypothèse haute de l'augmentation des coûts. Le surcoût sur 20 ans du scénario n°1 par rapport au scénario de référence est d'environ 220 000 €, soit 50€/logement/an. Le scénario ayant le coût global sur 20 ans (défini en annexe) le plus élevé est donc le scénario 2. En effet, le coût du scénario 2 reste dépendant des coûts de l'électricité en raison des ballons ECS électriques et du choix de la revente photovoltaïque.

5.5 Conclusion

Les calculs de besoins énergétiques liés au projet d'aménagement de la zone d'extension Centre Bourg montrent que les consommations énergétiques seront peu denses (faibles consommations des bâtiments neufs). D'après les besoins calculés, la mise en place d'un réseau de chaleur n'est pas pertinente sur le site.

Il est recommandé d'adopter une conception bioclimatique des bâtiments (puits canadien, maximisation des surfaces vitrées orientées au Sud, avec casquettes solaires pour l'été...) afin de limiter les consommations énergétiques.

Trois scénarios ont été étudiés afin d'alimenter les bâtiments du projet d'aménagement. Les différentes solutions étudiées sont les suivantes :

	Électricité	Chauffage	ECS
Référence	-	Aérothermie	Aérothermie
Variante 1	-	Bois granulés	Solaire thermique appoint bois granulés
Variante 2	Photovoltaïque en revente totale sur les toitures orientées sud ou toitures terrasses	Géothermie	Ballons électriques

Tableau 27 : Récapitulatif des solutions étudiées

Le tableau ci-dessous compare l'impact environnemental et la rentabilité économique du scénario de référence avec les deux autres variantes :

	Rentabilité	Emissions GES
Référence	/	23 tCO ₂ eq
Variante 1	Coûts d'exploitation plus élevés que la référence	7 tCO ₂ eq
Variante 2	TRB > 30 ans	22 tCO ₂ eq

Tableau 28 : Comparaison des différents scénarios

Les deux scénarios étudiés demandent un investissement plus important que le scénario de référence qui reste plus économique sur 20 ans suivant les hypothèses considérées. Cependant les scénarios EnR sont plus intéressants d'un point de vue environnemental. Il peut par ailleurs être choisi de mettre en place des échangeurs géothermiques compacts sur les parcelles le permettant et un autre moyen de chauffage (bois granulés par exemple) sur les autres. Un moyen de production plus performant de l'ECS (solaire thermique, ballon thermodynamique) que dans le scénario 2 (ballons électriques) pourra aussi être associé à un chauffage géothermique. Le photovoltaïque pourra être plus intéressant en autoconsommation que dans le scénario n°2, dans le cas d'un ménage dont les consommations électriques permettent un taux d'autoconsommation élevé.

Considérée de manière individuelle, l'énergie renouvelable la plus intéressante économiquement semble être le **solaire thermique**. Cette énergie renouvelable permet à la variante 1 de se rapprocher du coût global du scénario de référence, alors que les chaudières bois ont un coût plus élevé sur 20 ans que la solution aérothermique pour le chauffage, notamment **en raison du coût élevé des granulés pris en compte** (coût prévu pour la saison de chauffe 2022-2023). Il est donc recommandé de développer le solaire thermique sur la zone.

Le **solaire photovoltaïque** en revente totale considéré indépendamment de la géothermie (variante n°2) présente une rentabilité moyenne (temps de retour d'environ 23 ans) Le solaire photovoltaïque en revente est recommandé pour les **toitures terrasses** (économies d'échelle car puissance installée plus importante). Il est recommandé pour les logements possédant des pans de toitures orientés au sud, d'étudier au cas par cas le photovoltaïque en autoconsommation, qui pourra permettre d'atteindre une meilleure rentabilité que la revente, en fonction des profils de consommations des occupants.

Concernant le chauffage, **l'aérothermie** reste, d'après les scénarios étudiés, la solution la plus intéressante financièrement sur 20 ans. En revanche, les performances de cette solution sont variables et certains équipements peuvent être bruyants. Sur les parcelles disposant d'une surface suffisante (lots libres notamment), la **géothermie sur échangeurs compacts**³¹ est à considérer (performances meilleures que l'aérothermie et moins dépendantes de la température extérieure), le surcoût lié au captage en sous-sol étant faible, en comparaison aux sondes géothermiques.

Plus globalement, il est recommandé pour les logements collectifs de **mutualiser leur moyen de production de chauffage**, avec mise en place de compteurs individuels.

Orientation des choix énergétiques sur l'extension de la zone d'aménagement Centre Bourg

Les estimations de consommations énergétiques des bâtiments du projet d'aménagement ne permettent pas de justifier l'implantation d'un réseau de chaleur sur la zone. Dans ce cas, les systèmes énergétiques seront individuels et dépendront des décisions des promoteurs, bailleurs ou futurs propriétaires (choix d'installation de panneaux photovoltaïques, choix du mode de chauffage individuel...).

Cependant, la collectivité ou l'aménageur peuvent soutenir et orienter ces choix :

- **Par le Plan Local d'Urbanisme**, en fixant des **obligations renforcées en matière de performances énergétiques et environnementales** des constructions et en permettant une majoration de volume constructible pour les constructions faisant preuve d'exemplarité énergétique ou environnementale (articles R151-42 et R151-28 du Code de l'Urbanisme) ;
- Des prescriptions sur les performances énergétiques des bâtiments peuvent être intégrées au **Cahier des Charges de Cession de Terrain (CCCT)**³².
- En favorisant, au niveau de la **définition du parcellaire de l'aménagement**, l'orientation des parcelles permettant d'optimiser les apports solaires, afin de faciliter la conception bioclimatique et l'implantation de panneaux solaires ;
- **En communiquant sur les solutions d'énergies renouvelables** identifiées comme pertinentes pour le projet d'aménagement et en informant sur les subventions mobilisables pour mettre en œuvre ces solutions ;
- A une échelle supérieure à l'aménagement, en **subventionnant les investissements** dans les équipements de production d'énergies renouvelables (échelle intercommunale, départementale ou régionale).

³¹ Hypothèses : environ 20 m² d'emprise au sol par corbeille géothermique, coût du captage en sous-sol d'environ 1000 € par corbeille.

³² Document définissant les droits et obligations de l'aménageur et de l'acquéreur pendant la durée des travaux d'aménagement de la zone et de construction des bâtiments. Il fixe notamment les prescriptions techniques, urbanistiques et architecturales imposées aux acquéreurs.

6 Annexes

Annexe 1 : Emissions de GES

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) en tonnes de CO₂ équivalent sont estimées à partir des facteurs d'émissions de la Base Carbone de l'ADEME suivants :

	Facteurs d'émissions GES
Gaz	0,227 kgCO ₂ /kWh _{PCI}
Electricité (Chauffage – Méthode moyenne de répartition par usages)	0,0652 kgCO ₂ /kWh
Electricité (ECS - Méthode moyenne de répartition par usages)	0,0553 kgCO ₂ /kWh
PV (Fabrication Chine)	0,0439 kgCO ₂ /kWh
Electricité (mix moyen 2021)	0,0569 kgCO ₂ /kWh
Granulés	0,0469 kgCO ₂ /kg

Annexe 2 : Définition des différentes notations d'énergie

- **L'énergie utile** correspond à l'énergie réellement disponible pour le consommateur. Elle est exprimée en kWh_{th} (thermique) pour le chauffage et l'ECS.
- **L'énergie primaire**, additionne l'ensemble des consommations (kWh_{EP}) suivant les règles suivantes (arrêté du 15 sept. 2006) :
 - Electricité : kWh_{EP} = 2,58 x kWh consommés (tient compte de la production et du transport de l'électricité),
 - Gaz : kWh_{EP} = kWh_{PCI}
 - Bois : kWh_{EP} = kWh_{PCI}
- **L'énergie finale** (kWh_{EF}), c'est l'énergie payée par le consommateur.

Annexe 3 : Coûts par source d'énergie et hypothèses d'augmentation

Les coûts utilisés pour le chiffrage des scénarios sont issus d'hypothèses cohérentes avec les prix observés au mois d'août 2022, et sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Électricité	180 €TTC/MWh
Bois granulés	550 €TTC/t

Les hypothèses d'augmentation de ces coûts considérées pour l'étude sont détaillées dans le tableau suivant :

	Hypothèses basses d'augmentation des coûts de l'énergie	Hypothèses hautes d'augmentation des coûts de l'énergie
Électricité	+ 3% /an	+ 5% /an
Bois	+ 2% /an	+ 3% /an
Maintenance	+ 2% /an	+ 3% /an

Annexe 4 : Coûts pris en compte dans les scénarios

- **Investissement** : investissement nécessaire pour le système de chauffage (systèmes de production et de distribution) et les installations photovoltaïques et leurs poses (€HT) ;
- **Coût d'exploitation** : coût d'achat de l'énergie (électricité et granulés), coûts fixes (maintenance) la première année (€HT/an), gains liés à la revente photovoltaïque ;
- **Coût global sur 20 ans** : investissement + somme des coûts d'exploitation sur 20 ans avec prise en compte de l'augmentation du coût de l'énergie (€HT).

Annexe 5 : Puissances appelées par îlot

Les puissances appelées utilisées pour estimer la puissance nécessaire des systèmes de chauffage et leurs coûts sont détaillées par îlot dans le tableau suivant³³.

³³ Prise en compte de ratios de 30 W/m² pour le chauffage et 12 W/m² pour l'eau chaude sanitaire (estimation sur la base de 2,2 personnes par logement – Moyenne 2018 à La Plaine-sur-Mer).

Phase	Îlot	Estimation puissance appelée chauffage (kW)	Estimation puissance appelée ECS (kW)
Phase A	A1	50 kW	20 kW
	A2	20 kW	8,1 kW
	A3	37 kW	15 kW
	A4	16 kW	7 kW
	A5	24 kW	10 kW
Phase B	B1	23 kW	10 kW
	B2	20 kW	8 kW
	B3	16 kW	7 kW
	B4	30 kW	12,2 kW
	B5	17 kW	6,8 kW
	B6	14 kW	5,5 kW
Phase C	C1	33 kW	13,5 kW
	C2	17 kW	6,8 kW
	C3	33 kW	13,5 kW
	C4	26 kW	10,8 kW
	C5	20 kW	8,1 kW
	C6	23 kW	10 kW
	C7	23 kW	10 kW
TOTAL		440 kW	180 kW

Annexe 6 : Photovoltaïque - Tarifs de rachat

Le tarif de rachat considéré pour l'évaluation économique de la revente photovoltaïque est le suivant :

- Installation inférieure à 3 kWc en revente totale (tarif d'achat de la période 01/08/22 au 31/10/22) : 20,22 c€/kWh
- Installation entre 9 et 36 kWc en revente totale (tarif d'achat de la période 01/08/22 au 31/10/22) : 12,31 c€/kWh

Annexe 7 : Hypothèses de coûts considérées pour le chiffrage des scénarios

Systemes de chauffage

	Pompes à chaleur air/eau <i>Scénario de référence</i>	Chaudières bois granulés <i>Scénario n°1</i>	Pompes à chaleurs géothermiques Capteurs géothermiques compacts ou sondes <i>Scénario n°2</i>
Investissement (€TTC)	Coût moyen 9 400 € / installation <i>Source : données fournisseurs PAC</i>	Coût moyen 13 100 € / installation <i>Source : données étude ADEME 2022 – Coûts des EnR&R</i>	Coût moyen PAC 9 400 € / installation <i>Source : données fournisseurs PAC</i> Coût moyen sous-sol - échangeurs compacts : 720 € / kW ³⁴ - sondes : 1 750 € / kW <i>Source : puissance moyennes obtenue après calculs - données BRGM/hypothèses Akajoule</i>
Maintenance (€TTC)	Coût moyen 200 € / an / installation <i>Source : données étude ADEME 2022 – Coûts des EnR&R</i>	Coût moyen 250 € / an / installation <i>Source : données étude ADEME 2022 – Coûts des EnR&R</i>	Coût moyen 230 € / an / installation <i>Source : données étude ADEME 2022 – Coûts des EnR&R</i>
Gains énergétiques / financiers	COP Chauffage 2,5 <i>Division par 2,5 des consommations électriques par rapport à un chauffage par effet Joule</i>	Coût du combustible : hypothèse 550 €/t soit 115 €/MWh _{PCI} contre 180 €TTC/MWh électrique	COP Chauffage 3,5 à 4 <i>Division par 3,5 à 4 des consommations électriques par rapport à un chauffage par effet Joule</i>

³⁴ Puissance de chauffe appelée

Systèmes de production d'ECS			
	Ballons ECS thermodynamiques <i>Scénario de référence</i>	Solaire thermique <i>Scénario n°1</i>	Ballons ECS électriques <i>Scénario n°2</i>
Investissement (€TTC)	Coût moyen 3 500 € / installation <i>Source : données fournisseurs PAC</i>	Coût moyen 1 000 € / m ² <i>Source : données ADEME « La production d'eau chaude sanitaire à partir d'énergie solaire dans les logements collectifs »</i>	Coût moyen 700 € / installation <i>Source : données fournisseurs</i>
Maintenance (€TTC)	Coût moyen 94 € / an / installation <i>Source : données étude ADEME 2022 – Coûts des EnR&R</i>	Coût moyen 9 € / m ² installation <i>Source : données ADEME « La production d'eau chaude sanitaire à partir d'énergie solaire dans les logements collectifs »</i>	-
Gains énergétiques / financiers	COP Chauffage 2 <i>Division par 2 des consommations électriques par rapport à un chauffage par effet Joule</i>	Production « gratuite » de 50% des besoins en eau chaude sanitaire	-

Production d'électricité photovoltaïque	
	Photovoltaïque en revente totale <i>Scénario n°2</i>
Investissement (€TTC)	Coût moyen 2 200 € / kWc <i>Source : données étude ADEME 2022 – Coûts des EnR&R</i>
Maintenance (€TTC)	Coût moyen 69 € / kWc/ an <i>Source : données étude ADEME 2022 – Coûts des EnR&R</i>
Gains énergétiques / financiers	Tarifs revente : 11,2 c€/kWh (toitures terrasses) à 18,1c€/kWh Production : 1 120 kWh/kWc