



Communauté de Communes du Pays Rhénan

Zone d'Aménagement Concerté

Zone d'Activités Economiques (ZAE)
de Drusenheim-Herrlisheim

DOSSIER DE CREATION

ANNEXE 2

- Etude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergie Energies Renouvelables



ZAE de Drusenheim-Herrlisheim

ÉTUDE DE FAISABILITÉ SUR LE POTENTIEL DE DÉVELOPPEMENT EN ÉNERGIES
RENOUVELABLES

RAPPORT FINAL



ARTELIA EAU & ENVIRONNEMENT BRANCHE ÉNERGIES RENOUVELABLES Le First Part-Dieu 2 Avenue Lacassagne 69425 Lyon Cedex 03 Tel. : +33 (0)4 37 65 56 00 Fax : +33 (0)4 37 65 56 01	N° Mission	8 51 1133	Etabli par	Vérifié par
	Date	Mars 2018	A. FARON	J. MERCIER
	Phase	3		
	Indice	3		

SOMMAIRE

LEXIQUE	1
INTRODUCTION	2
1. RAPPEL DES OBJECTIFS	2
2. RESSOURCES BIBLIOGRAPHIQUES UTILISEES	2
PHASE I : DIAGNOSTIC ET BESOINS	3
1. ANALYSE DE LA FUTURE DEMANDE ENERGETIQUE	3
1.1. METHODOLOGIE ET HYPOTHESES	3
1.1.1. Rappel du programme de construction	3
1.1.2. Niveaux de performance énergétique retenus	4
1.2. ESTIMATION DES BESOINS ENERGETIQUES FUTURS	5
2. PASSAGE EN REVUE DES DIFFERENTS GISEMENTS ENERGETIQUES	7
2.1. ENERGIE GEOTHERMALE	7
2.1.1. Généralités	7
2.1.2. Code minier	9
2.1.3. Géothermie sur nappe	10
2.2. ENERGIE BIOMASSE	11
2.2.1. Généralités	11
2.2.2. Bois-énergie	11
2.2.3. Biomasse agricole	12
2.2.4. Biogaz	13
2.3. ENERGIE EOLIENNE	13
2.3.1. Généralités	13
2.3.2. Grand éolien	14
2.3.3. Moyen et petit éolien	15
2.4. HYDROELECTRICITE	16
2.5. ENERGIE SOLAIRE	17
2.5.1. Solaire photovoltaïque (PV)	18
2.5.2. Solaire thermique	19

2.6.	RECUPERATION	20
2.6.1.	Eaux usées	20
2.6.2.	Chaleur fatale	21
2.7.	OPPORTUNITE RESEAU DE CHALEUR	21
2.8.	OPPORTUNITE RESEAU SMART GRID	22
3.	COMPARAISON ET SELECTION D'ENR	23
PHASE II : FAISABILITE		26
1.	ANALYSE DU POTENTIEL EN ENERGIES RENOUVELABLES ET DE RECUPERATION	26
1.1.	GENERATION DE LA CHALEUR A PARTIR DE LA RESSOURCE GEOTHERMALE	26
1.2.	GENERATION DECENTRALISEE D'ELECTRICITE PAR EFFET PHOTOVOLTAÏQUE, INTEGREE AU BATIMENT	30
1.3.	GENERATION DE LA CHALEUR A PARTIR DE LA RESSOURCE BOIS-ENERGIE	33
2.	ELABORATION DE SCENARIOS INTEGRANT LES ENERGIES RENOUVELABLES	36
2.1.	HYPOTHESES GENERALES	36
2.1.1.	Hypothèses concernant la consommation d'énergies primaire de la zone par scénario	36
2.1.2.	Hypothèses techniques	36
2.1.3.	Hypothèses économiques	37
2.1.4.	Hypothèses environnementales	37
2.2.	SCENARIO DE REFERENCE : RECOURS AUX « ENERGIES TRADITIONNELLES »	37
2.3.	RESULTAT SCENARIO 1	38
2.4.	SCENARIO 2	39
2.5.	COMPARATIF DES SCENARIOS	41
ANNEXE 1	Modalités de gestion d'un réseau de chaleur	42
ANNEXE 2	Mécanisme de soutien d'un projet photovoltaïque en toiture	51
ANNEXE 3	Hypothèses scénario de référence	54

LEXIQUE

EnR	Energies Renouvelables
RT2012	Réglementation Thermique 2012
SHON _{RT}	Surface Hors Œuvre Nette selon RT 2012
Cep	Consommation conventionnelle en énergie primaire
SRCAE	Schéma Régional Climat Air Energie
SRE	Schéma Régional Eolien
SHP	Sodium Haute Pression
ECS	Eau Chaude Sanitaire
CESI	Chauffe-Eau Solaire Individuel
CESC	Chauffe-Eau Solaire Collectif
PAC	Pompe à Chaleur

tep	tonne équivalent pétrole
ktep	kilotonne équivalent pétrole
kW _e	kilowatt électrique
kW _{th}	kilowatt thermique
kW _f	kilowatt frigorifique
W _c	Watt crête (puissance électrique d'une installation photovoltaïque dans les conditions standards : 1000 W/m², 25°C)
kWh _{ep}	kilowattheure énergie primaire
kWh _{ef}	kilowattheure énergie finale

INTRODUCTION

1. RAPPEL DES OBJECTIFS

L'objectif de la présente mission consiste à réaliser pour la Communauté de Commune du Pays Rhénan une étude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables du site de la Zone d'Activité Economique (ZAE) de Drusenheim et Herrlisheim en accord avec les dispositions législatives en vigueur (article L.300-1 du Code de l'Urbanisme).

L'étude est menée selon deux phases principales :

- **Phase 1 « Diagnostic et besoins »** sur la base du programme d'aménagement de la zone, les ressources maximales en énergies renouvelables et de récupération disponibles, pour ensuite sélectionner les énergies renouvelables ayant le potentiel le plus intéressant dans le cadre du projet. La phase 1 s'achève par la sélection des filières EnR les plus pertinentes pour le projet.
- **Phase 2 – « Faisabilité »** (ou préconisations). Cette deuxième phase étudiera la faisabilité d'intégration des énergies renouvelables sélectionnées à partir de plusieurs scénarii d'énergies issus de la première phase. Cette phase se terminera par la phase de **restitution** avec une discussion autour des enjeux et des actions pouvant être mises en œuvre.

2. RESSOURCES BIBLIOGRAPHIQUES UTILISEES

- Etudes préliminaires dans le cadre de la mission de maîtrise d'œuvre ;
- Plan Local de l'Urbanisme (PLU de Drusenheim et PLU de Herrlisheim) ;
- Evaluation du contenu en CO₂ des réseaux de chaleur et de froid (Journal Officiel de la République Française) ;
- Schéma Régional Climat, Air et Energie – Région Alsace – Avril 2013 ;
- Schéma Régional Eolien – Région Alsace – Juin 2012 ;
- Etude d'impact du Quartier d'Affaires International – ARTELIA – Février 2014 ;

PHASE I : DIAGNOSTIC ET BESOINS

Le présent rapport présente les résultats de l'étude de Phase 1 – Diagnostic et besoins

1. ANALYSE DE LA FUTURE DEMANDE ENERGETIQUE

1.1. METHODOLOGIE ET HYPOTHESES

1.1.1. Rappel du programme de construction

La zone d'aménagement représente une surface totale d'environ **130 ha**. Les bâtiments planifiés sont destinés à être des bâtiments de bureaux, des activités tertiaires, logistiques et industrielles.

Le programme de construction disponible au moment de cette étude prévoit les aménagements détaillés dans le tableau ci-dessous :

Tabl. 1 - Répartition des surfaces par type d'activité et par phase

Type d'activité	Surface parcelles *			Surface plancher *		
	phase 1	phase 2	TOTALE	phase 1	phase 2	TOTALE
Tertiaire	1,63 ha	- ha	1,63 ha	1,63 ha	- ha	1,63 ha
Industrie / artisanat – petites parcelles	28,68 ha	18,13 ha	46,81 ha	18,64 ha	11,78 ha	30,42 ha
Industrie / artisanat – grandes parcelles	- ha	7,45 ha	7,45 ha	- ha	3,87 ha	3,87 ha
Logistique	7,09 ha	7,79 ha	14,88 ha	3,12 ha	3,43 ha	6,55 ha
TOTAL	37,40 ha	33,37 ha	70,77 ha	23,39 ha	19,08 ha	42,48 ha

*données hypothétiques

Situé à environ 20 km au nord-nord-est de Strasbourg, le projet se situe à l'interface des bancs communaux de Drusenheim-Herrlisheim. Il s'agit d'un espace artificialisé depuis des décennies (ancienne raffinerie de Total) qui a perdu sa vocation agricole initiale.

- Latitude : 48°74' N
- Longitude : 7°9' E
- Altitude : ~ < 130 m

NOTA : Les données de travail citées précédemment sont susceptibles d'être modifiées d'ici la phase de réalisation des travaux.

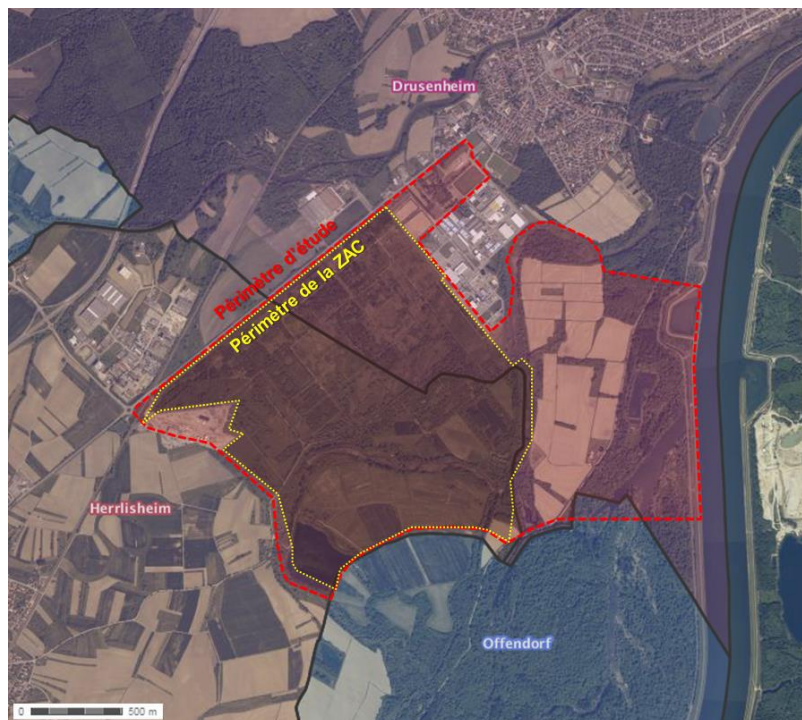


Fig. 1. Périmètre de l'opération(en jaune) – Source : ARTELIA

1.1.2. Niveaux de performance énergétique retenus

Le niveau de performance retenu pour l'ensemble des bâtiments neufs a été défini sur le niveau Réglementation Thermique (RT) 2012 qui s'applique jusqu'en 2020. Pour information, après cette date elle est remplacée par le RT 2020 qui fixe des objectifs plus ambitieux.

Le coefficient de consommation en énergie primaire (C_{epmax}) a ainsi été déterminé suivant les caractéristiques climatiques de la zone, soit :

- $C_{epmax} = 84 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ en fonction de la S_{RT} du bâtiment tertiaire ;
- $C_{epmax} = 154 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ en fonction de la S_{RT} du bâtiment artisanat / industrie ;
- $C_{epmax} = 100 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ en fonction de la S_{RT} du bâtiment logistique.

Une fois les consommations globales établies pour l'ensemble de la zone, elles ont été décomposées suivant les cinq usages réglementaires (chauffage, climatisation, éclairage, Eau Chaude Sanitaire (ECS), auxiliaires tels que pompes et ventilateurs).

Pour pouvoir calculer les ratios de consommation avec la RT 2012, les surfaces de plancher (SP ou SDP) données dans les tableaux de programmation ont été converties en S_{RT} selon les hypothèses suivantes :

- $S_{RT} = 1.05 \text{ SP}$ pour les autres bâtiments.

1.2. ESTIMATION DES BESOINS ENERGETIQUES FUTURS

Les besoins en énergies ont été estimés à partir des données de programmation transmises (décembre 2017) et sur la base de ratios applicables pour chaque catégorie d'usage.

Les tableaux suivants reprennent l'ensemble des hypothèses prises en compte ainsi que les résultats des simulations.

Tabl. 2 - Hypothèses sur les données du projet pour l'estimation des besoins en énergie de la ZAC

Résultats principaux			
Besoin surfacique moyen des bâtiments neufs :	2 575,3	kWhep/m².an	
Besoin surfacique moyen total :	2575,3	kWhep/m².an	
Besoin total en énergie :	148 725	MWhep/an	
en chaleur :	38 429	MWhep/an	26%
en électricité :	110 297	MWhep/an	74%

Tabl. 3 - Résultats de l'estimation des besoins en énergie de la ZAC

Programme		Consommation conventionnelle		Répartition de CEP par usage				
ILOT	Cep	Cep si mise en œuvre photovoltaïque	Consommation totale	éclairage	auxiliaires	ECS	chauffage	climatisation
	kWhep/m².an	kWhep/m².an	MWhep/an	MWhep/an	MWhep/an	MWhep/an	MWhep/an	MWhep/an
1-Tertiaire	84	-	1 438	503	216	359	216	144
2-Petite parcelle Industrie	154	0	6 258	1 877	1 564	313	1 252	1 252
3-Grande parcelle Industrie	420	0	134 152	40 246	33 538	6 708	26 830	26 830
4-Logistique	100	0	6 878	2 407	1 032	1 719	1 032	688
Total			148 725	45 033	36 350	9 099	29 329	28 914
				30%	24%	6%	20%	19%

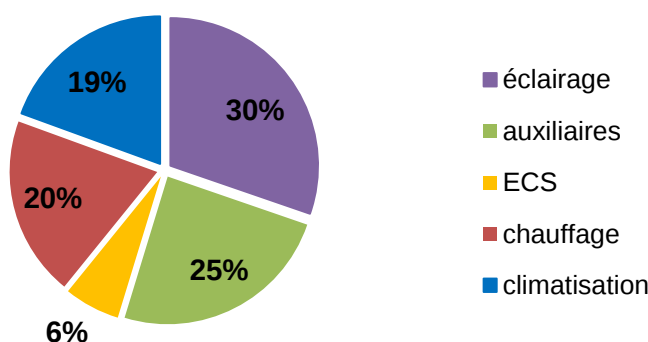
Avertissement :

Les calculs sont basés sur des hypothèses prises sur des futures consommations d'énergie de futurs bâtiments, dont la configuration et les éléments de conception n'ont été arrêtés que dans les grandes lignes. Aussi les chiffres présentés dans ce document sont à prendre avec la plus grande prudence. Les catégories utilisées correspondent à celles définies par la RT2012 pour le calcul du C_{epmax} . Là aussi, l'estimation des besoins énergétiques selon la RT2012 est à prendre avec une extrême précaution : des écarts sont constatés entre consommation conventionnelle et

consommation réelle, pour plusieurs raisons (non prise en compte des consommations d'électricité spécifique dans le C_{epmax} , comportement des usagers...).

Pour atteindre un tel niveau de performance, une conception rigoureuse des bâtiments est de mise, et des dispositifs d'économie d'énergie sont à intégrer, tant dans le mode constructif que dans la production et la gestion des fluides, qui peuvent s'assimiler à la mobilisation d'énergies renouvelables (ventilation naturelle traversante par exemple).

Le graphe ci-dessous permet de visualiser la répartition des besoins suivant les usages :



Répartition globale des besoins par usage¹

Les consommations estimatives en énergie primaire du projet de la zone en l'état actuel sont réparties relativement uniformément entre les 5 postes de consommation principaux étudiés.

Pour la diffusion des énergies renouvelables, suivant les propriétés futures des bâtiments, il peut être plus ou moins évident de mener des actions de mise en œuvre d'énergies renouvelables.

Avertissement :

Ces consommations (chauffage, eau chaude sanitaire, éclairage, auxiliaires) n'intègrent pas les consommations spécifiques. En d'autres termes, autant les besoins en chaud sont connus, autant les valeurs affichées de consommations électriques se limitent aux consommations réglementaires. En effet, les consommations électriques peuvent différer grandement en fonction du comportement des usagers, amplitude beaucoup plus limitée pour les besoins en chaud.

De même ces consommations n'incluent que les usages réglementaires (hormis l'éclairage extérieur) à l'exclusion de toute autre poste de consommation.

Dans le cas des activités industrielles, les grands volumes observés dans ce type d'ouvrages constituent un frein dans le maintien du confort thermique et nécessite l'utilisation d'équipements de pointe concernant les fluides énergétiques. C'est également le type d'activité pour laquelle les consommations dépendront largement du type d'industrie, spécificité non connue à ce stade de l'étude (fonctionnement en 3*8h).

Les hypothèses de conception prises restent somme toute plutôt prudentes, sous réserve que les bâtiments construits répondent aux exigences de la RT2012. Les constructions n'ayant pas toutes lieu au même moment, certains bâtiments seront soumis à une nouvelle RT qui sera sans doute plus contraignante, visant peut-être des bâtiments passifs.

¹ ECS : Eau Chaude Sanitaire

2. PASSAGE EN REVUE DES DIFFERENTS GISEMENTS ENERGETIQUES

Cette partie s'attache à présenter les gisements bruts mobilisables au regard de la localisation du futur projet :

- ressource solaire photovoltaïque et thermique (ensoleillement moyen annuel) ;
- ressource géothermale ;
- ressources biomasse : bois-énergie, biogaz ;
- ressource éolienne terrestre ;
- ressource hydraulique ;
- récupération d'eaux usées, chaleur fatale ;

Une fois la ressource en EnR évaluée, ARTELIA formulera des recommandations sur les opportunités de mise en place des différentes technologies EnR sur la zone. Pour chacune de ces solutions, ARTELIA décrira les caractéristiques d'implantation et les mises en garde afin d'alimenter les réflexions lors de l'élaboration du plan de masse.

Les parties qui suivent détailleront la ressource disponible et les préconisations de chaque énergie envisagée. Il conviendra à ce stade de bien faire la distinction entre :

- les énergies qui vont directement contribuer à l'approvisionnement en énergie de la zone d'activités, en répondant aux besoins identifiés précédemment (solaire thermique, biomasse,...) ;
- les énergies qui pourraient être développées, soit à titre expérimental, soit à titre d'image ou encore à des fins économiques, mais qui ne répondront pas aux besoins, car provenant d'une source d'énergie intermittente. Il s'agit là du solaire photovoltaïque ou de l'éolien pour lesquels, à moins de mettre en place des systèmes de stockage coûteux, la production d'énergie (en l'occurrence d'électricité) est produite selon le gisement (vent, soleil) et non obligatoirement en phase avec les besoins. La production sera probablement réinjectée sur le réseau électrique pour bénéficier des mécanismes d'aide propres à chacune des filières. La production d'énergie d'origine renouvelable vient alors compenser « virtuellement » une partie des besoins de la zone d'activités.

2.1. ENERGIE GEOTHERMALE

2.1.1. Généralités

On distingue en géothermie :

- La géothermie haute énergie (température supérieure à 150°C) : il s'agit de réservoirs généralement localisés entre 1 500 m et 3 000 m de profondeur. Lorsqu'un tel réservoir existe, le fluide peut être capté directement sous forme de vapeur sèche ou humide pour la production d'électricité.
- La géothermie moyenne énergie (température comprise entre 90°C et 150°C) : le BRGM la définit comme une zone propice à la géothermie haute énergie, mais à une profondeur

inférieure à 1 000 m. Elle est adaptée à la production d'électricité grâce à une technologie nécessitant l'utilisation d'un fluide intermédiaire.

- La géothermie basse énergie (température comprise entre 30°C et 90°C) : elle concerne l'extraction d'eau inférieure à 90°C dont le niveau de chaleur est insuffisant pour la production d'électricité mais adapté à une utilisation directe (sans pompe à chaleur) pour le chauffage des habitations et certaines applications industrielles.
- La géothermie très basse énergie (température inférieure à 30°C) : elle concerne les nappes d'eau souterraine et sols peu profonds dont la température est inférieure à 30°C et qui permet la production de chaleur via des équipements complémentaires (pompe à chaleur notamment).

Les trois premiers types de géothermie nécessitent des investissements importants et sont réservés à des projets d'ampleur (réseau de chaleur ou production d'électricité). La mise en œuvre employée de ce genre de système n'est envisageable que pour des puissances supérieures de 2 MW. Par ailleurs, ils demandent des contextes géologiques bien particuliers (recours à la nappe du Dogger en région parisienne par exemple). Ces solutions ne sont donc pas adaptées au projet étudié.

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

On recense deux techniques en géothermie très basse énergie :

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

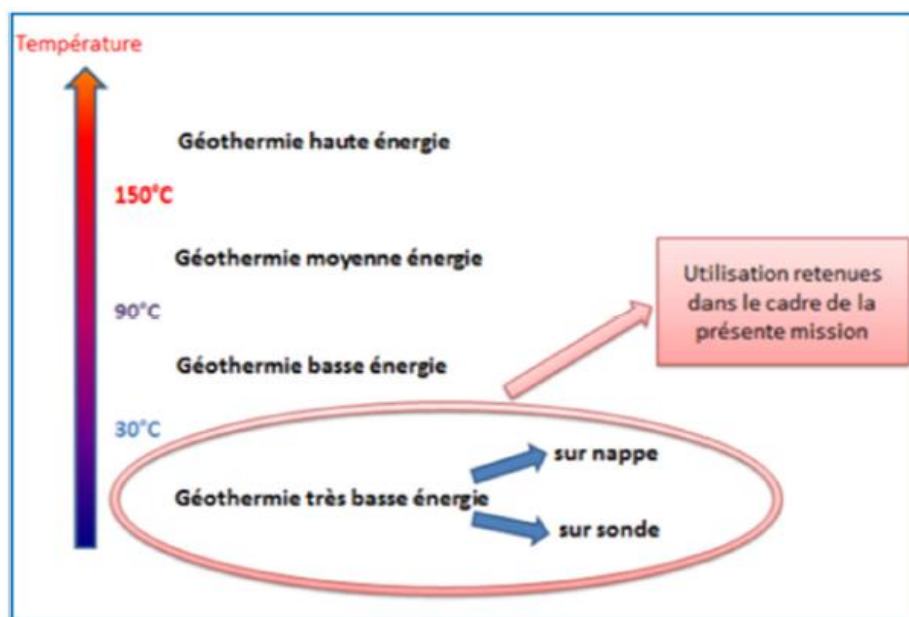


Fig. 2. Schématisation des différentes pratiques de la géothermie

La géothermie très basse énergie concerne l'exploitation des aquifères peu profonds et l'exploitation de l'énergie naturellement présente dans le sous-sol à quelques dizaines, voire quelques centaines de mètres.

2.1.2. Code minier

D'un point de vue réglementaire, le nouveau code minier définit les activités ou installations de géothermie dite de minime importance (GMI) qui n'ont pas d'incidence significative sur l'environnement et il en élargit le périmètre. Le décret n° 2015-15 du 8 janvier 2015 qui définit et réglemente les activités de géothermie dite de minime importance simplifie le cadre réglementaire qui leur est applicable en substituant au régime d'autorisation en vigueur une déclaration de travaux effectuée par voie dématérialisée.

Un zonage (Source : <http://www.geothermie-perspectives.fr/cartographie>) a été publié pour apprécier l'éligibilité à ce statut de géothermie de minime importance, il comporte :

- des zones ne présentant pas de risques, dites vertes ;
- des zones dans lesquelles, en l'absence de connaissances suffisantes des risques ou compte-tenu de risques déjà identifiés, il doit être joint à la déclaration l'attestation d'un expert agréé, qui garantit l'absence de risques graves du projet ;
- des zones à risque significatif dans lesquelles les ouvrages de géothermie ne pourront pas être considérés de minime importance, dites zones rouges. Dans ces zones, un projet ne pourra être réalisé qu'après autorisation complète de l'installation au titre du code Minier.

L'éligibilité à la géothermie de minime importance sur nappe et sur sondes, pour ce projet est représentée sur les figures ci-après.

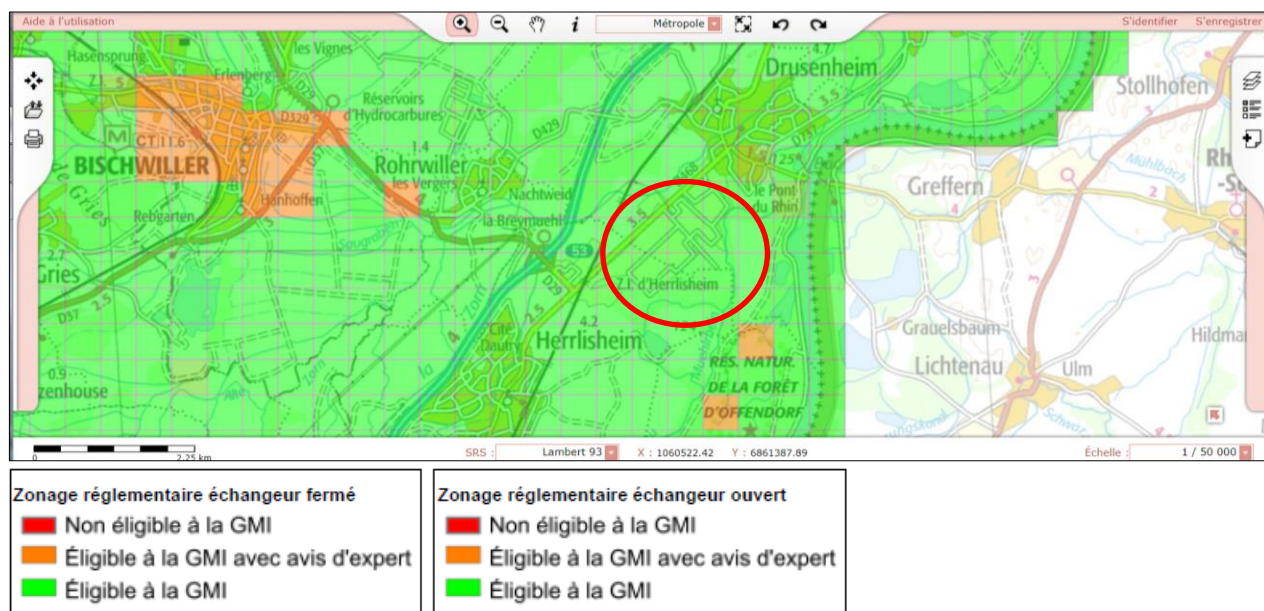


Fig. 3. Éligibilité à la géothermie de minime importance du projet pour les installations sur nappes (Source : BRGM)

La zone d'aménagement étudiée est une zone éligible à la GMI.

2.1.3. Géothermie sur nappe

La perméabilité des terrains propices à la géothermie sur nappe est corroborée par les cartes du potentiel géothermique proposées par le BRGM (source : BRGM/géothermie-perspectives.fr) et qui est présentée ci-après.

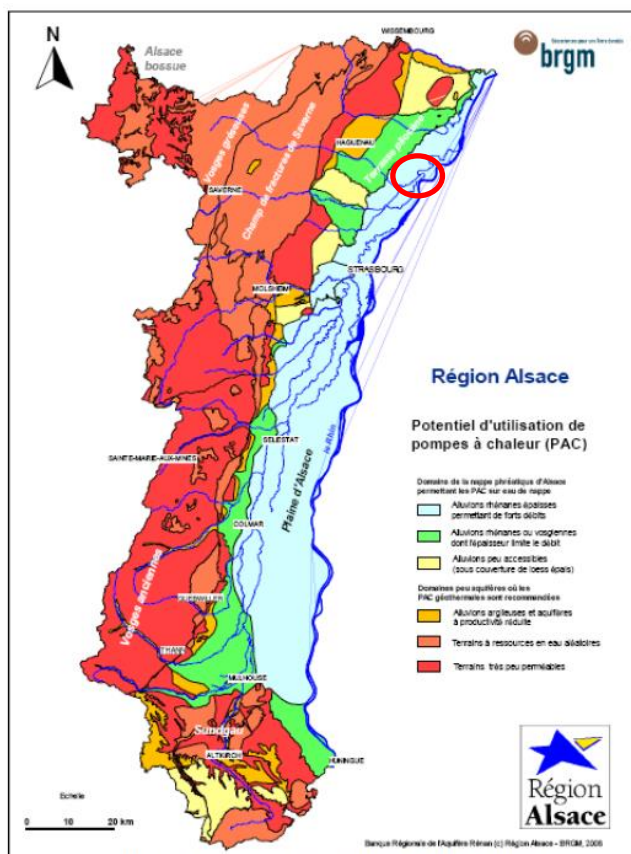


Fig. 4. Carte des ressources en eaux en Alsace (BRGM)

Le territoire alsacien, particulièrement favorisée par la présence de la nappe alluviale rhénane, se prête fortement au développement des installations de géothermie assistée par pompes à chaleur aussi bien sur nappe que sur sondes.

La quantité d'eau stockée, pour sa seule partie alsacienne, est estimée à environ 35 milliards de m³. Sa température varie peu au fil des saisons, entre 8 et 12 °C, et assure une efficacité élevée même en hiver, dans le cas de son exploitation à travers des pompes à chaleur.

Le terrain de la future Zone d'Aménagement Drusenheim-Herrlisheim est propice à la géothermie très basse énergie sur nappe.

Il est à noter que l'Alsace dispose d'un observatoire de la nappe, l'**Aprona** qui sera à associer au projet si cette solution est retenue, afin de mutualiser les expériences et mettre en œuvre une métrologie et un suivi sur l'installation.

D'après l'observatoire, la profondeur de la nappe (aquifère alluvions Rhénan) se situe entre 25 et 50 m.

2.2. ENERGIE BIOMASSE

2.2.1. Généralités

La biomasse désigne l'ensemble des matières organiques, d'origine végétale ou animale, pouvant être utilisées pour produire de l'énergie. Ce paragraphe traite de la biomasse végétale sous la forme de bois ou de déchets agricole.

L'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques représente une part importante de l'objectif de la France qui, dans le cadre du Grenelle de l'Environnement, s'est engagée à porter à hauteur de 23% sa part EnR (énergie renouvelable) dans sa consommation énergétique finale d'ici 2020.

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

Cependant la combustion de 1 kWh PCI de biomasse est pondérée de l'émission de 0,004 à 0,015 kgCO₂e (source : ADEME) dû aux transformations de la récolte jusqu'à sa mise en forme combustible. Au regard des autres énergies (0,235 kgCO₂e pour 1 kWh PCI de gaz produit puis brûlé), la biomasse reste une énergie peu carbonée.

2.2.2. Bois-énergie

Selon l'Inventaire Forestier National (IFN), près de 38 % du territoire Alsacien est recouvert par de la forêt. L'Alsace est la 5ème région forestière en France en termes de taux de boisement. Son volume sur pied est d'environ 78 millions de m³. Un point atypique de la gestion des forêts en Alsace est la propriété publique pour 75 % de la surface. C'est pourquoi l'exploitation en est beaucoup facilitée.

Une quarantaine d'installations bois-énergie ont été recensées sur le département du Bas-Rhin (équivalence entre chaudière collective et chaufferies industrielles).

Les objectifs du SRCAE sont d'augmenter de 25 % la production de chaleur à partir du bois-énergie.

Production estimée :

- Plaque : 106 000 tonnes/an (données 2012)
- Granulés : 60 000 tonnes/an (2014), avec une capacité de production de plus de 120 000 tonnes/an.

La figure ci-dessous présente les installations de chaufferies bois en fonctionnement dans le département du Bas-Rhin.

Aucune chaufferie n'est recensée à proximité immédiate de la zone étudiée.

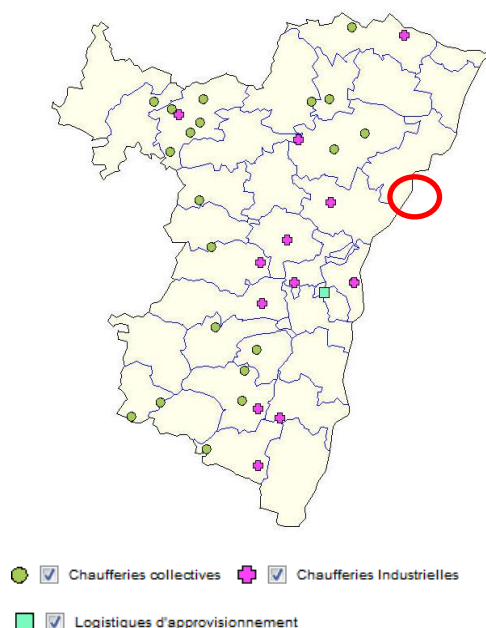


Fig. 5. Installations bois-énergie du département du Bas-Rhin (source ADEME)

Le développement d'une solution biomasse pour ce projet paraît donc envisageable en termes de disponibilité de la ressource.

2.2.3. Biomasse agricole

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

- Priorité 1 : alimentaires ;
- Priorité 2 : matériaux ;
- Priorité 3 : énergie.

L'utilisation de ces sous-produits en valorisation énergétique est généralement rendue compliquée par la diversité des matériaux (générant autant de procédés différents), leur répartition géographique, leur périodicité de disponibilité et l'absence de filières dédiées. Une grande partie des sous-produits existants est d'ores et souvent déjà utilisée pour des usages agricoles (retour organique à la terre, constitution de litières pour le bétail, etc.).

A l'échelle du projet, il est difficile de conclure sur l'existence d'un réel potentiel. Pour mettre en œuvre l'utilisation de cette biomasse, une approche directe, spécifique à chaque producteur, serait à envisager et à mener à l'échelle d'un territoire plus vaste.

Les considérations menées sur les contraintes du bois énergie (espace, filtration de particules et dans une moindre mesure le fret) sont applicables au cas de la biomasse agricole.

2.2.4. Biogaz

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

❖ Valorisation des déchets

Le biogaz est constitué à la fois de dioxyde de carbone (CO₂) et de méthane (CH₄) dont les proportions peuvent varier selon la qualité des déchets et le processus de méthanisation. Dans le cas d'un digesteur moderne, la teneur en CH₄ du biogaz peut aisément atteindre 50%, la production de méthane par tonne de déchets organiques est donc de l'ordre de 110 m³ CH₄/tbp.

A titre d'exemple, un habitant français moyen génère environ 350 kg de déchets ménagers chaque année, dont environ 55% peuvent servir à la méthanisation.

Cependant, aucun de ces déchets n'est actuellement produit à proximité site étudié. De plus, la mise en place d'une telle filière d'approvisionnement apparaît complexe par rapport aux autres énergies pertinentes sur le site par rapport à l'échelle de temps du projet. La ressource biomasse type bois-énergie est ainsi plus facilement mobilisable pour le territoire de l'opération car déjà existante.

❖ Valorisation des sous-produits agro-alimentaires

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

Cette filière peut être étudiée plus finement dans le cadre de ce projet d'aménagement. En effet, on retrouve à proximité une station d'épuration, dont les boues sont destinées à l'épandage (sans valorisation énergétique) (cf. §4.6.1).

Cependant, la capacité de traitement de celle-ci (seuil < 30 000 EH) semble faible pour que la digestion anaérobie de boues présente un intérêt évident.

2.3. ENERGIE EOLIENNE

2.3.1. Généralités

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

2.3.2. Grand éolien

Pour le grand éolien on utilise des machines à axe horizontal ; elles se composent, dans la plupart des applications, d'un rotor tripale. Les technologies de conversion et de contrôle peuvent différer d'une machine à l'autre. Les gammes de puissance nominale vont de 1 à 7,5 MW. Les éoliennes à axe horizontal sont plus performantes que celles à axe vertical essentiellement en termes de rendement aérodynamique et de coût de maintenance.

Le site de l'opération n'est pas favorable à l'implantation de grande éolienne (>50 mètres) comme le montre la carte ci-dessous :

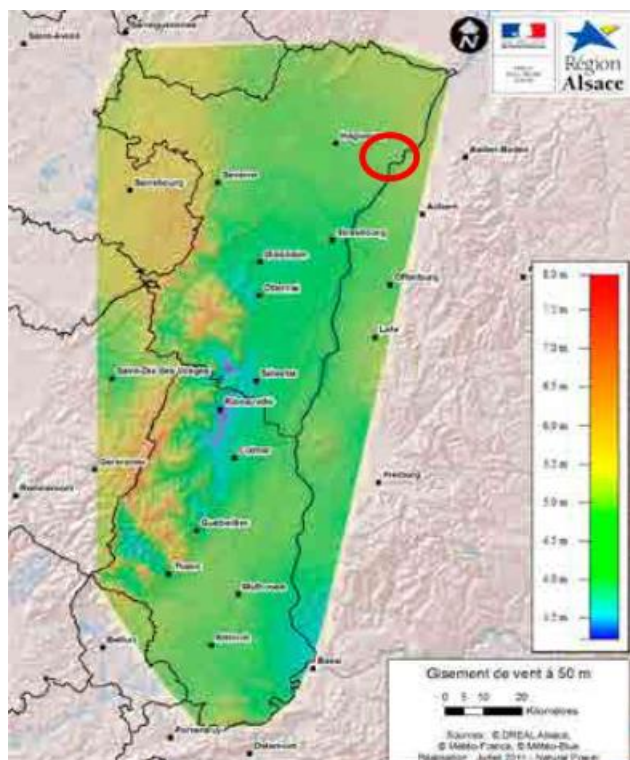


Fig. 6. Gisement de vent à 50 m (Source: SRE Alsace)

Un atlas européen des ressources en vent (« european wind atlas ») a été publié en 1989 par le laboratoire danois du « Riso National Laboratory » pour le compte de Commission européenne. Cet atlas des vents, présente le gisement éolien en France métropolitaine pour des installations de grande taille (gisement estimé à 50 m au-dessus du sol).

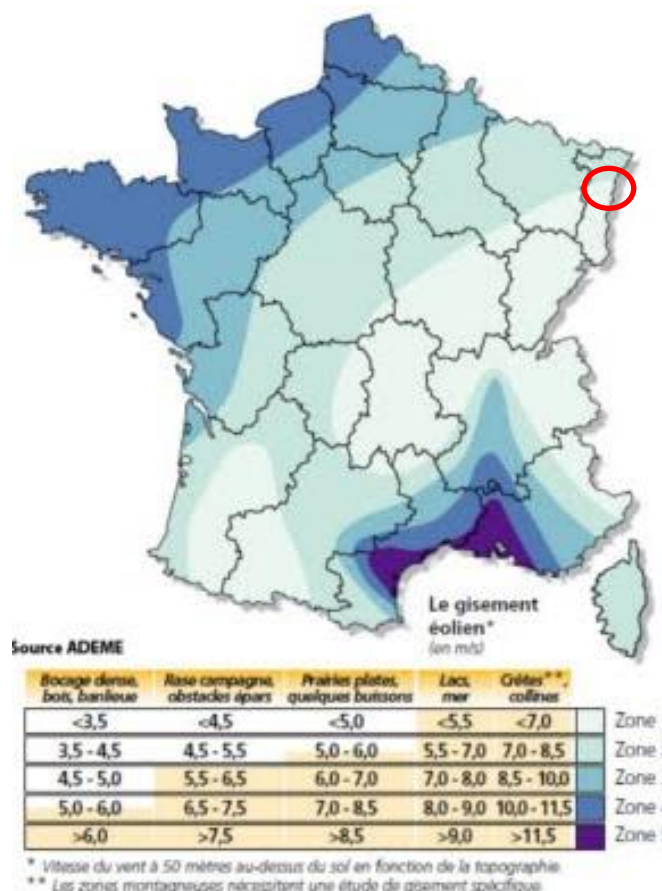


Fig. 7. Atlas terrestre des vents en France (Source : Préfecture Pays de la Loire 2013)

La zone d'aménagement située en zone 1 (défavorable, soit une vitesse de vent aux alentours de <3,5 m/s), présente donc un gisement relativement faible en énergie éolienne.

Par ailleurs, l'installation de grandes éoliennes est souvent délicate en milieu semi-urbanisé et n'est pas envisageable en milieu urbain à cause des nuisances et des risques générés.

2.3.3. Moyen et petit éolien

Le moyen éolien (36 kW < P < 350 kW) est généralement composé de petites éoliennes à axe horizontal adaptées au milieu semi-urbain ou urbain.

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

Les dimensions de telles éoliennes peuvent être de l'ordre de 2 à 5 mètres de haut (sans mat) pour 3 à 10 mètres de diamètre.

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

Une note de l'ADEME parue en octobre 2013 rend compte de ces difficultés : « Dans les conditions techniques et économiques actuelles, le petit éolien ne se justifie généralement pas en milieu urbain. Outre le fait que les éoliennes accrochées au pignon d'une habitation peuvent mettre en danger la stabilité du bâtiment, le vent est, en milieu urbain et péri-urbain, en général trop faible ou trop turbulent pour une exploitation rentable ».

Cette typologie de ressource ne peut donc pas être utilisée dans le cadre du projet.

2.4. HYDROELECTRICITE

Les installations hydroélectriques représentent une part non-négligeable de la production d'énergie électrique française : en moyenne 13% de la production d'électricité (énergie), et 20% de la capacité électrique installée (puissance) sur le territoire en 2013 (soit environ 25 400 MW). L'hydroélectricité est la première source renouvelable d'électricité en France métropolitaine en termes de production.

Le site « géoportail » permet d'identifier le réseau hydrographique à proximité du la zone étudiée.



-  Réseau hydrographique
-  Localisation du projet

Fig. 8. Réseau hydrographique à proximité du centre d'exploitation (Source : Geoportail)

Ce réseau est constitué d'un ensemble de rigoles et d'un plan d'eau situés à moins d'1 km.

Les rigoles ont un écoulement temporaire et dépendant de la pluviométrie extérieure.

L'étude de la topographie de cette zone révèle un dénivelé trop faible ne permettant pas d'exploiter l'énergie hydraulique.

Ce réseau n'est par conséquent pas suffisant pour envisager une production d'électricité l'hydroélectrique.

La figure ci-dessous présente l'évolution du débit (en m³/s) mesuré sur le Rhin à 30 km en aval du projet.

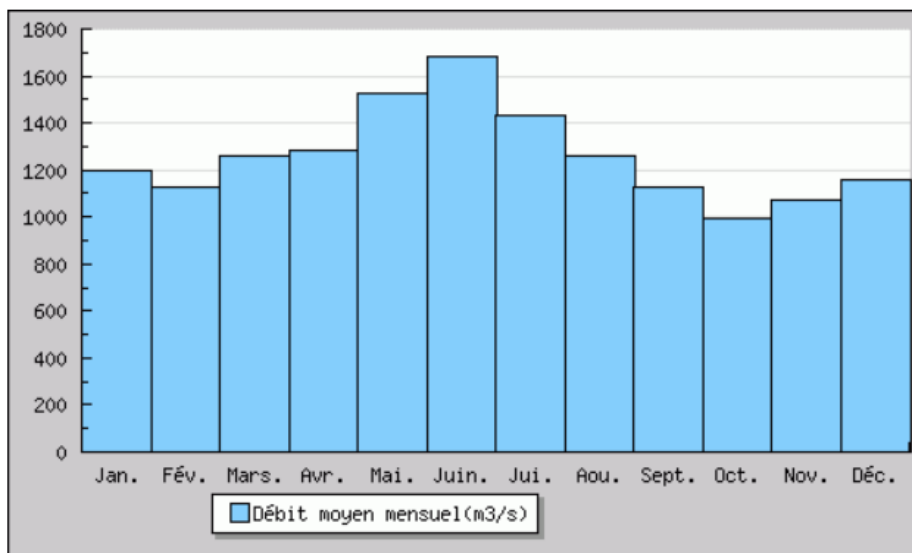


Fig. 9. Evolution des débits mesurés à la station de Lauterbourg (Source Banque hydro)

La valeur mensuelle moyenne s'élève à 1 260 m³/s, avec des pics à 1 700 m³/s en période de fonte des neiges.

Ces débits sont élevés. **Les contraintes réglementaires, paysagères et économiques liées à l'implantation d'hydrolienne sur le Rhin (forts débits) ne permettent pas à ce stade du projet de garantir l'exploitation de l'énergie hydrolienne pour ce projet.**

2.5. ENERGIE SOLAIRE

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

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

Les autres technologies existantes sont principalement regroupées sous le terme solaire à concentration. Il s'agit alors d'installations :

- De production d'électricité à grande échelle ;
- De grande taille non compatibles avec un environnement urbain/semi urbain.

Celles-ci ne sont pas étudiées dans le cadre du projet de la ZAE Drusenheim-Herrlisheim.

2.5.1. Solaire photovoltaïque (PV)

❖ Gisement solaire

Le rayonnement solaire annuel reçu par une surface plane horizontale est d'environ 1 175 kWh/(an.m²) (Source : PVGIS).

Inclinés à 35°, les panneaux peuvent recevoir un rayonnement annuel atteignant 1 343 kWh/m².

Ce potentiel moyen par rapport au niveau national permet d'étudier plus en détail l'utilisation de cette ressource.

Cependant, ces résultats ne tiennent pas compte des particularités locales telles que les masques solaires liés au relief ou aux structures alentours (ouvrages existants).

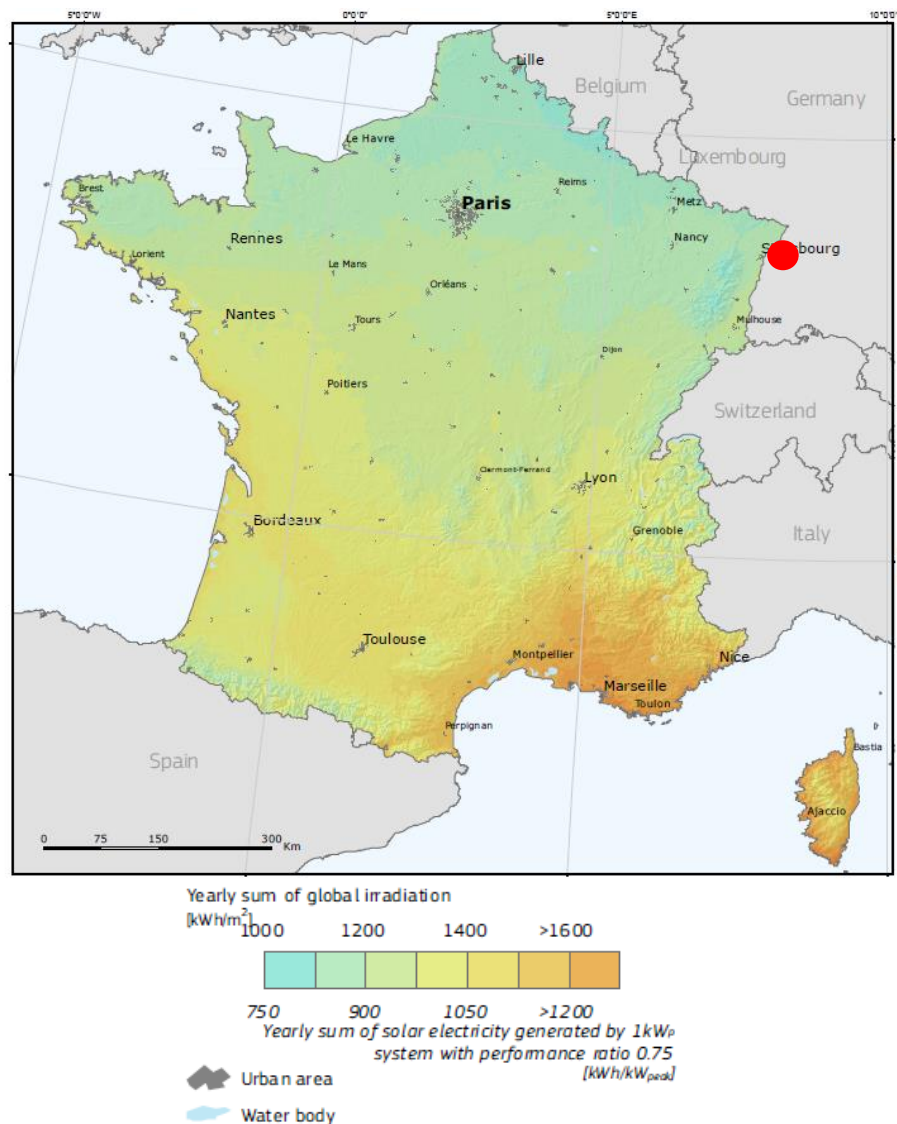


Fig. 10. Carte du potentiel solaire (Irradiation solaire globale sur le plan horizontal)
(Source : PVGIS)

❖ Filière photovoltaïque

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

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

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

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

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

2.5.2. Solaire thermique

Le gisement solaire thermique est favorable avec une irradiation solaire estimée à 1175 kWh/m².an (données PVGIS).

Cependant l'usage d'eau chaude sanitaire au sein du bâtiment tertiaire, commerce et industrie est trop faible pour envisager l'exploitation des toitures pour la mise en place de panneaux solaires thermiques.

La productivité solaire annuelle minimale à atteindre pour une installation solaire thermique correctement dimensionnée est de 450 kWh/m².an.

Pour alimenter un ballon de 300 L, une installation solaire thermique implantée sur la zone d'étude (environ 7 m² de capteurs plans inclinés à 45° et orientés plein sud) permet de couvrir 50 % des besoins en chaude sanitaire. La productivité obtenue est de 480 kWh/m².an (pré-dimensionnement SOLO 2000).

Par ailleurs, le solaire thermique en toiture entre en compétition avec la végétalisation de toiture et la solaire photovoltaïque en termes de surface disponible.

2.6. RECUPERATION

2.6.1. Eaux usées

La valorisation des eaux usées en sortie de station d'épuration est présentée dans cette partie.

La figure ci-dessous indique la présence d'une STEP à proximité immédiate de la zone étudiée qui ne fait pas l'objet d'une valorisation énergétique.

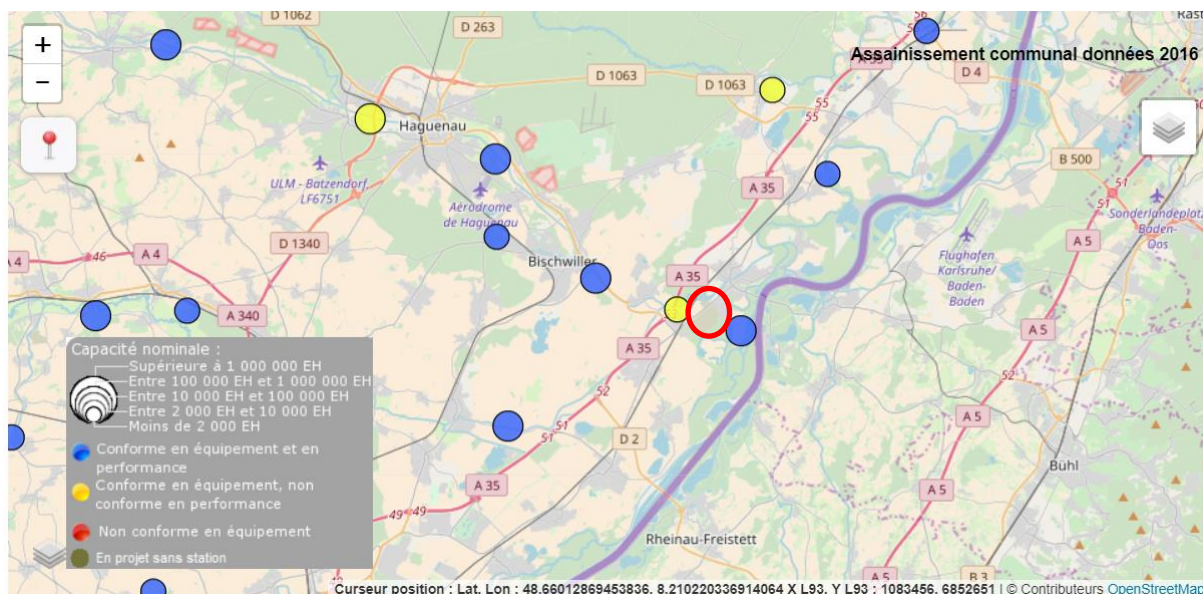


Fig. 11. Carte de localisation des stations d'assainissement communales en Alsace
(Source : gouv.fr)

La fiche STEP :

- Code : 026710601211
- Capacité : 16600 EH
- Débit entrant moyen (2016) : 5 144 m3/j,
- Nom du maître d'ouvrage : SIVU ASSAINISSEMENT CENTRE RIED

Après vérification auprès du gestionnaire de la STEP, les débits sont trop faibles pour pouvoir faire l'objet d'une valorisation énergétique.

En résumé, la solution de récupération de chaleur sur les eaux usées est une technique non utilisée en Alsace car le gisement énergétique est marginal.

2.6.2. Chaleur fatale

Les locaux techniques (serveurs, stations d'air comprimé en site industriel, etc.) émettent beaucoup de chaleur et il est nécessaire de ventiler ou de climatiser ces zones.

Ce système n'est pas une source d'énergie renouvelable, mais plutôt de la récupération de chaleur fatale. Cette solution consiste à utiliser la chaleur issue des locaux techniques afin de préchauffer l'air neuf servant à ventiler les autres zones, à l'aide d'un échangeur de chaleur.

Ce système est à intégrer dans les locaux techniques à forte charge thermique non ventilés naturellement, soit pour les sites industriels avec process thermique.

Le type d'équipements et les besoins en puissance sont en mettre en regard des rendements des technologies retenues afin de conclure s'il y a un réel potentiel de récupération de calories.

Le programme de construction et de fait la typologie et les surfaces des futurs bâtiments n'est pas encore stabilisé à ce stade de l'étude. L'estimation des calories récupérables n'est donc pas encore possible à ce stade.

2.7. OPPORTUNITE RESEAU DE CHALEUR

L'étude de potentialité du raccord à un réseau de chaleur ou de froid existant ou la création d'un réseau est un des axes obligatoires de faisabilité d'approvisionnement en EnR.

En effet, ces solutions mutualisées de production énergétique sont un moyen de développer à grande échelle les énergies renouvelables. Le réseau de chaleur permet de bénéficier de l'effet de foisonnement et donc parfois de diminuer les coûts d'investissement.

Le site du gouvernement (Source : carmen.developpement-durable.gouv.fr) permet de localiser les réseaux de chaleur par région sur l'ensemble du territoire.

L'analyse cartographique indique qu'aucun réseau ne passe à proximité du projet. Le réseau de chaleur le plus proche (Haguenau) est situé à environ 14 km du site étudié.

Il n'est pas possible de se raccorder à ce réseau de chaleur au vu de son éloignement.

Ce réseau de chaleur est équipé d'une chaudière bois de 2,5 MW et deux chaudières gaz d'appoint (2*2 MW). Ce réseau couvre au total une consommation de 12 000 MWh de chaud, soit 85% des besoins. Son contenu en CO2 est de 27 g/kWh.

Toutefois, si un réseau de chaleur venait à être réalisé à moins de 3 km du site étudié, sa proximité rendrait intéressant un raccordement tout en veillant à vérifier les conditions avec le futur exploitant (réserve de puissance, tarifs et frais de raccordement).

Il est à noter que l'ADEME préconise une densité à 3 MWh/ml pour un réseau optimal. Dans le fond chaleur 2013, la densité minimale considérée a été établie à 1,5 MWh/ml afin de pouvoir intégrer des réseaux de chaleur alimentant des bâtiments performants et économes en énergie. On peut considérer ainsi ce seuil de **1,5 MWh/ml comme un seuil minimal à dépasser.**

2.8. OPPORTUNITE RESEAU SMART GRID

Cette première évaluation a pour objectif de poser les premiers potentiels en termes de Smart Grid pour le projet de ZAE Drusenheim-Herrlisheim.

Le smartGrid ou réseau de distribution «intelligent » utilise les technologies de l'électrotechnique, de l'informatique et des télécommunications de manière à optimiser la production, la distribution et la consommation. Il a pour objectif d'optimiser l'ensemble des mailles du réseau d'électricité qui va de tous les producteurs à tous les consommateurs, afin d'améliorer l'efficacité énergétique de l'ensemble.²

L'étude du potentiel des ressources EnR a permis de démontrer :

- La ressource locale existe et semble cohérente en termes de volume avec les besoins (Chauffage et Production d'énergie Solaire) ;
- L'adéquation temporelle dépend de la maille d'analyse.

En effet, la production de la centrale photovoltaïque même si elle entièrement absorbée à l'échelle de la ZAE en termes de volume peut ne pas être en phase avec les besoins horaires (évaluation dynamique).

Il sera nécessaire in fine de vérifier l'adéquation semaine travail / week-end notamment pour les surfaces nouvellement bâties (forte proportion de tertiaires/industries). Cette vérification nécessite également que le Gestionnaire des Réseaux de Distribution (GRD) transmette à la maîtrise d'ouvrage le profil horaire de consommation de la zone.

² Plaquette ERDF(janvier 2015).

3. COMPARAISON ET SELECTION D'ENR

Le tableau ci-dessous présente les ENR écartées à partir des critères disponibilité du gisement/maturité du marché et de la technologie/atouts en région.

Ressource énergétique		Type d'énergie fournie	Gisement exploitable	Potentiel de la ressource
Grand Eolien		E	Inexistant	Potentiel inexploitable
Petit Eolien		E	Aléatoire et d'ampleur notable	Faible Installation vulnérable aux turbulences provoquées par les constructions environnantes du projet
Solaire	Thermique	C (ECS)	Inexploitable	Usages ECS trop faible
	Photo-voltaïque	E	Moyen	La typologie du projet ne permet pas le développement facile de centrale au sol. L'étude s'oriente donc vers le potentiel photovoltaïque en toiture.
Géothermie	Pac sur nappe	C + F	Très important	L'exploitation du potentiel géothermique est intéressante pour ce projet et permettrait de répondre au besoin de chauffage et de climatisation
Bois énergie		C	Assez important au niveau régional	Logistique d'approvisionnement local à confirmer
Méthanisation		C+E	Notable	Potentiel limité (faible quantité de déchets exploitables)
Hydroélectricité		E	Limité	Potentiel à approfondir sur le volet réglementaire
Récupération		C	Marginal	Potentiel faible
Opportunité de raccordement à un réseau de chaleur		C	Inexistant	Potentiel inexploitable
Opportunité réseau Smart Grid		E	Limité	Potentiel à approfondir (modélisation de la courbe de charge et stratégie de couverture des EnR)

Légende : vert clair à vert foncé=> assez important à très important
Jaune à rouge : banal à inexistant

A noter que dans le cadre de ce projet d'aménagement, il n'a pas été fixé d'objectif **de chaleur (chauffage et ECS) d'origine renouvelable**.

Il conviendra à ce stade de bien faire la distinction entre les énergies qui vont directement contribuer à l'approvisionnement en énergie de la zone d'activités, en répondant aux besoins identifiés précédemment (solaire thermique, biomasse, géothermie...) : pour celles-ci, un temps de retour n'est pas calculé à ce stade car ce sont des énergies de substitution qui nécessitent une comparaison avec une énergie de base (ou situation de référence), le calcul de temps de retour par rapport à la situation de référence sera cependant effectué en phase 2 pour les énergies les plus pertinentes.

Les autres technologies ne sont actuellement pas suffisamment développées ou peu adaptées au contexte de la zone étudiée. Pour mémoire, les technologies écartées sont les suivantes :

➤ **Génération centralisée – parc raccordé à un réseau – de la chaleur à partir de la ressource solaire thermique**

Même si cette famille de chaleur est de plus en plus répandue dans les pays d'Europe du Nord, l'étude n'aborde pas cette famille, les contraintes d'usage au sol et de ressource solaire n'étant pas compatibles avec le projet. Elle impliquerait des modifications importantes dans le plan d'urbanisme.

➤ **Génération centralisée d'électricité à partir de la ressource solaire thermique concentrée**

Dite « solaire thermodynamique » cette famille de génération d'électricité n'est pas structurée en France – contrairement à certains pays européens comme l'Espagne –, mais son contexte de développement en France évolue favorablement. Le nouvel arrêté fixant les conditions du tarif d'achat de l'électricité solaire prévoit d'intéressantes dispositions spécifiques à cette famille – telles que la relève du plafond d'heure de fonctionnement et la prise en compte de la ressource solaire sur le site de production. Néanmoins, l'étude n'aborde pas cette famille, les contraintes d'usage au sol et de ressource solaire n'étant pas compatibles avec le projet.

➤ **Utilisation passive de l'énergie solaire dans la conception des bâtiments**

Cette famille n'est pas comprise ici car elle relève davantage d'une approche d'efficacité énergétique que de filière renouvelable.

➤ **Génération raccordée à un réseau d'électricité à partir de la ressource géothermique**

Cette application de la géothermie dite « profonde » nécessite la présence d'une ressource thermique spécifique de haute température, et correspond à la réalisation d'une centrale de production d'électricité. En raison de la localisation du projet, cette ressource semble peu favorable.

➤ **Climatisation solaire**

On considère que pour des bâtiments de logements et de bureau, dans la zone climatique de l'étude, il y aura peu voire pas de besoins de climatisation. Cette ressource n'est donc pas proposée à l'étude.

➤ **Applications telles que fours solaires, les séchoirs solaires ou les désalinisateurs solaires**

Ces applications très particulières, très intéressantes dans certains contextes, seront considérées hors du cadre des présentes études.

➤ **Ressources marines**

Ces applications très intéressantes dans certains contextes, sont hors du cadre de la présente étude compte tenu de la localisation du projet.

➤ **Couplage batterie / volant inertiel**

Cette technologie permet de gagner en autonomie énergétique en stockant la production EnR pour déphaser la période de production avec la période de besoin pour assurer l'utilisation sur site des EnR produites.

Toutefois, l'utilisation de batterie représente un investissement significatif et pénalise fortement le bilan environnemental

PHASE II : FAISABILITE

Le présent rapport présente les résultats de l'étude de Phase 2 – Faisabilité

Chaque énergie est présentée sous forme d'une fiche synthétique détaillant le potentiel énergétique maximal, quelques ratios technico-économiques (coûts, production, éventuellement couverture des besoins) ainsi que les avantages et inconvénients de chacune.

1. ANALYSE DU POTENTIEL EN ENERGIES RENOUVELABLES ET DE RECUPERATION

1.1. GENERATION DE LA CHALEUR A PARTIR DE LA RESSOURCE GEOTHERMALE

Dans le cas de l'étude, la ressource oriente donc vers **une solution de géothermie très basse énergie**, comme indiqué en phase 1.

Dans le cas du projet d'aménagement, étant donné la présence de la nappe phréatique et le potentiel géothermique de celle-ci (cf. § 2.1.3), nous proposons une implantation sur nappe phréatique.

Le captage de l'énergie est réalisé grâce à un doublet de forage, qui va puiser et réinjecter l'eau dans la nappe phréatique (l'eau sera réinjectée plus froide en hiver et plus chaude en été).

Les régimes de température sont adaptés à une production de chauffage et de préchauffage de l'ECS sur bâtiment neuf où l'on peut privilégier un mode d'émission par plancher chauffant par exemple. De plus, il ne s'agit pas d'une énergie intermittente, il n'y a donc pas de contraintes de chauffage.

Pour rappel, la géothermie basse énergie comprend des consommations d'énergie fossile ou d'électricité du réseau (avec recours à une PAC dans le cas présent) afin couvrir de manière totale et en permanence les besoins de chaleur. Le **contenu CO₂ de cette solution reste trois fois moins élevé** qu'une solution classique de chauffage thermique.

Il est également possible de recourir à des sondes géothermiques (fermées) verticales ou horizontales reliées à une Pompe à Chaleur (PAC), s'il s'avère que la nappe a sensiblement réduit sa capacité (débit insuffisant pour avoir une rentabilité satisfaisante)

Cette technologie est plus coûteuse généralement, mais elle permet d'exploiter l'énergie du sol même en l'absence de nappe.

Les sondes peuvent être placées horizontalement mais les sondes verticales semblent plus pertinentes pour réduire l'emprise au sol et éviter d'importants travaux de terrassement.

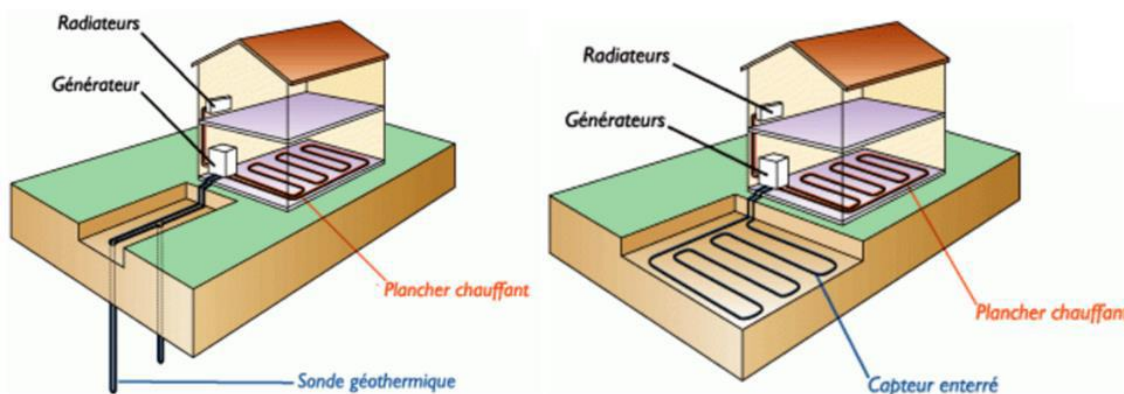


Fig. 12. Géothermie sur sondes verticales ou horizontales

Une sonde géothermique est un capteur vertical, installé dans un forage d'une centaine de mètre (pour des raisons de réglementation, il est souvent choisi de ne pas forer au-delà de 200 m de profondeur) et faisant office d'échangeur de chaleur. Un fluide colporteur circule en circuit fermé entre la PAC et le forage. Ainsi le fluide permet d'extraire puis de transporter la chaleur issue du sous-sol. Les conduits de chaque sonde se rejoignent à un collecteur qui alimentera ensuite une ou plusieurs PAC. La figure ci-dessous permet de comprendre rapidement le mécanisme.



Fig. 13. Schéma d'utilisation de pieux géothermiques verticaux dans les fondations du bâtiment

Dans le cas de pieux géothermiques intégrés aux fondations du bâtiment, la solution peut être économiquement très intéressante mais doit nécessiter d'être intégrée au plus tôt dans la conception du bâtiment (au niveau du dimensionnement des fondations). Les pieux peuvent alors être de profondeur variable en fonction de la configuration du bâtiment et de la nature du sol. Les parkings et espaces verts peuvent également être mis à contribution.

Cette solution est beaucoup utilisée en Suisse, Allemagne et Suède. En France, elle a plus de mal à se développer à cause de la réglementation qui n'est plus adaptée aux besoins. En effet, elle est déterminée à partir d'un décret de 1979, imposant par exemple, des demandes d'autorisation pour des forages supérieurs à 100 m, pouvant fortement allonger les délais de réalisation.

Un autre inconvénient est l'espace à fournir. L'espace entre chaque sonde doit être de 10 m. Il faut donc envisager d'utiliser les espaces ou parkings à proximité pour enfouir les sondes. Après vérification, le nombre de forages nécessaires par bâtiment peut se situer en sous-sol de bâtiment.

Le sous-sol alsacien présente aussi de bonnes caractéristiques pour l'implantation de champs de sondes verticales (profondeur 100/150m). Cependant cette solution est encore peu développée en Alsace. On notera un projet de ce type en cours à Strasbourg.

De plus, comme la géothermie sur nappe, l'utilisation d'une PAC réversible permet également de couvrir les besoins de froid. La chaleur extraite des bâtiments sera restituée au sous-sol et permettra de limiter son appauvrissement.

A ce stade d'avancement du projet, il n'est pas possible de déterminer la faisabilité technique de cette solution. Une étude approfondie devra être réalisée pour cet aménagement.

Cette étude s'est concentrée sur une analyse technico-économique basée sur des valeurs moyennes issues des retours d'expérience de projets similaires.

En conclusion, cette solution sera proposée pour le chauffage et l'ECS dans un des scénarios d'énergies renouvelables.

La fiche suivante synthétise le potentiel maximal de cette énergie (solution couvrant 100 % des besoins).

Tabl. 4 - Potentiel de la génération de chaleur à partir de la ressource géothermale

Rappel des enjeux énergétiques				
		Chauffage	ECS	
	Tertiaire	216	359	[MWh _{EP} /an]
	Artisanat	1 252	313	[MWh _{EP} /an]
	Industrie	26 830	6 708	[MWh _{EP} /an]
	Tertiaire autre	1 032	1 719	[MWh _{EP} /an]
	Total :	29 329	9 099	[MWh _{EP} /an]
Descriptif projet				
Solution technologique retenue : PAC sur aquifère				
Profondeur du forage : 50 m environ				
Débit de pompage total nécessaire : 1 845 m3/h				
Durée de vie des PAC : 15 ans				
Données spécifiques à la technologie				
Production annuelle totale de chaleur [MWh _{EP}] :				38 429
Couverture des besoins (chauffage et ECS) :				100%
COP considéré :				3,0
Puissance totale PAC (kW) :				19 214
Résultats des calculs				
	Unité		Géothermie	
Investissement	euros HT		23 028 000 €	
Coûts annuels d'exploitation	Frais de maintenance		16 000 €	
	Consommation électrique		1 280 000 €	
	Total :		1 296 000 €	
Temps de retour brut sur investissement	Années		18 ans	

1.2. GENERATION DECENTRALISEE D'ELECTRICITE PAR EFFET PHOTOVOLTAÏQUE, INTEGREE AU BATIMENT

Il s'agit d'une solution de substitution de l'électricité provenant uniquement du réseau électrique national (donc pour éviter les émissions de CO₂, SO₂, NO_x et déchets radioactifs directement liées à mix énergétique utilisé pour produire l'électricité délivrée par le réseau).

Pour cette énergie, on notera qu'elle ne permet pas de participer structurellement à l'approvisionnement en énergie d'un quartier ou d'une zone d'activités. En effet, l'objectif est bien de vendre de l'électricité et de rentabiliser les installations, et non pas de répondre à des besoins d'électricité.

On rappellera par ailleurs que la RT2012 ne permet de « valoriser » la production photovoltaïque, dans le calcul de la consommation conventionnelle, qu'à 12 kWh_{EP}/m².an maximum pour les bâtiments à usage d'habitation.

Néanmoins, la visibilité des modules vis-à-vis du public peut être un atout en termes d'image de 'quartier durable' et de communication, de plus, l'obligation d'atteindre un certain ratio d'énergie renouvelable nécessite la mobilisation de tous les gisements possibles.

La définition des bâtiments sur la parcelle n'étant que très peu avancée actuellement (positionnement, configuration uniquement), les hypothèses suivantes ont été retenues pour le calcul des surfaces favorables au solaire :

- Estimation des surfaces de toiture : l'évaluation des surfaces a été faite à partir des surfaces de plancher et du nombre de niveaux retenu en hypothèse ci-dessous par chaque typologie d'ouvrage :

➔ Il a été appliqué un facteur de diminution à l'ensemble des bâtiments pour les ombres portées.

	Hypothèses	
Secteurs	Nombre de niveaux	Ombres portées
activité artisanale/industrielle	1	10%
bâtiments à usage de bureau	3	5%
autres usages	2	8%

Nota : Pour les activités industrielles ou artisanat, le nombre de niveaux appliqué a été évalué à 1 (bâtiment pouvant être de grande hauteur mais rarement avec plus d'un niveau).

- Estimation du potentiel photovoltaïque de chaque toiture, en fonction de la typologie d'occupation du bâtiment conditionnant le tarif, ainsi que des caractéristiques à priori des toitures (inclinaison, orientation, encombrement).

Concernant ce dernier point, le plan de masse n'étant pas établi au moment de l'étude, les hypothèses suivantes ont été retenues pour les toitures terrasses:

➔ Il a été appliqué un facteur de diminution de 30% sur l'estimation des surfaces de toiture par rapport aux surfaces de plancher pour prendre en compte l'encombrement (les attiques notamment)

Le potentiel photovoltaïque est décrit selon la puissance crête installable en kWc et l'électricité produite en kWh par an.

Condition de rachat des installations de PV

L'achat de l'électricité photovoltaïque dépend fortement de la puissance installée et de la date du raccordement. Les tarifs sont également révisés tous les trimestres en fonction du nombre de raccords à l'échelle nationale. Pour cette raison, il est difficile d'estimer précisément le gain financier de l'installation. De plus, la réglementation est en cours de modification, avec des tarifs d'achat et des tranches de puissances qui devraient être revus.

A titre d'information, le tableau ci-dessous présente les tarifs d'achat pour le 4^{ème} trimestre 2017 en fonction de la puissance installée et du type d'intégration.

Type d'installation	Tarif d'achat	Prime (vente en surplus)
[0-3kW°]	18,48 €/Wc	0,39 €/Wc
[3-9kW]	15,71 €/Wc	0,29 €/Wc
[9-36kW]	12,07 €/Wc	0,19 €/Wc
[36-100kW]	11,36 €/Wc	0,09 €/Wc

Pour cette énergie, la démarche a été la suivante :

- Nature de l'exploitation de l'installation : production pour vente en totalité
- Dispositif de soutien : installation photovoltaïque implantée sur bâtiment dont la puissance installée de moins de 100 kWc est éligible à l'obligation d'achat (arrêté tarifaire du 9 mai 2017 fixant les conditions d'achat pour la filière photovoltaïque).

Un plafonnement à 100kWc de la puissance de l'installation est appliqué dans cette étude afin de bénéficier du dispositif du tarif d'achat en guichet ouvert plus intéressant.

Le tarif d'achat est révisé trimestriellement et indexé sur les volumes de projets photovoltaïques du trimestre, cela afin de prendre en compte les évolutions à la baisse du coût de construction des centrales photovoltaïques.

Notre étude est basée sur le dernier tarif connu correspondant au 4^{ème} trimestre 2017.

Les grandes conclusions de cette étude pour le solaire photovoltaïque sont les suivantes :

- Le solaire photovoltaïque **apparaît adapté** au projet : il pourra être mobilisé sur certaines surfaces de toiture plus pertinentes que d'autres (grandes surfaces peu encombrées et bien orientées).
- en couvrant toutes les surfaces de toiture adaptées, il est possible de répondre à 1 % des besoins en électricité (hors chauffage et eau chaude sanitaire)

Cependant, les points suivant ne sont pas à négliger pour cette technologie :

- **Il subsiste une incertitude importante** quant au futur tarif d'achat au moment où les projets sortiront réellement (réduction trimestrielle des tarifs, risque de nouvel arrêté dans les années à venir).
- Le photovoltaïque en toiture entre en compétition avec le solaire thermique ou la végétalisation de toiture³ en termes de surface disponible. Il peut être envisagé de mettre en œuvre des modules photovoltaïques en brise-soleil incliné pour pallier à ce problème et permettre une double utilité des modules. Ce point n'a pas été développé étant donné

³ Des modules type verrière photovoltaïque entraînent une baisse de puissance installée au m² et apparaissent plus coûteux que la solution proposée.

l'avancée du projet mais pourra être suggéré dans les actions pour la mise en œuvre des scénarios.

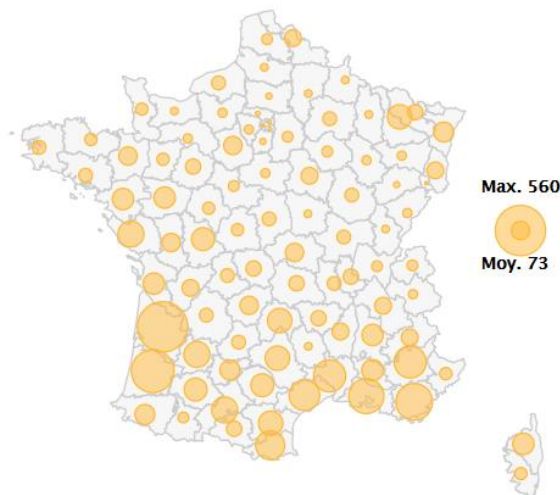


Fig. 14. Puissance photovoltaïque totale raccordée par département au 30 juin 2017

Les tableaux suivants synthétisent le potentiel maximal de cette énergie au regard du tarif d'achat approprié par toiture (plafonnement à 100 kWc appliqué aux toitures des logements pour tarif d'achat plus intéressant).

Rappel des enjeux énergétiques				
Le solaire photovoltaïque permet la production d'électricité, qui viendra compenser, en bilan annuel, la consommation d'électricité liée à certains usages (hors usages thermiques, couvert au moins partiellement par une production d'énergie présentant un meilleur rendement).				
Besoins en électricité [MWhep/an] : 110 297				
	climatisation	éclairage	auxiliaires	Total
	<i>MWhep/an</i>	<i>MWhep/an</i>	<i>MWhep/an</i>	<i>MWhep/an</i>
Besoins en électricité :	28 914	45 033	36 350	110 297
Descriptif projet				
Surface toitures valorisables PV :		182 579	m ²	
Principal mode de pose proposé :		surimposition		
Tarif max. de vente du kWh (au moment de l'étude) :		0,0114 €/kWh		
Pertinence d'une mise à disposition de toiture :		oui		
Contraintes d'intégration architecturale :		Aucune		
Technologies envisagées :		Procédé SMAC avec modules cristallins		

Tabl. 5 - Potentiel maximal de la génération décentralisée par effet photovoltaïque

Dimensionnement technique		
	Puissance crête :	400 kWc
	Production annuelle totale d'électricité [MWh] :	426
	Taux de couverture des besoins (hors chauffage et ECS) :	1%
	Durée de vie du système [ans] :	20
	Emissions de CO2 évités [t CO2/an] :	20
	Déchets nucléaires (à vie longue) évités [kg/an] :	0,4
	Emissions de SO2 évitées (acidification) [kg/an] :	34
Dimensionnement économique		
	Unité	Photovoltaïque
Investissement	euros HT	560 000 €
Coûts annuels d'exploitation	Frais de maintenance	29 000 €
	Recettes liées à une vente d'énergie	48 000 €
	Total :	19 000 €
Temps de retour brut sur investissement	Années	30

1.3. GENERATION DE LA CHALEUR A PARTIR DE LA RESSOURCE BOIS-ENERGIE

Ici, nous considérons uniquement la valorisation du bois soit le bois-énergie. La filière bois-énergie se structure considérablement au fur et à mesure des projets biomasse qui se développent.

L'intérêt de cette énergie est un bilan carbone pratiquement nul, le CO₂ délivré lors de la combustion ayant été stocké préalablement par le bois (phénomène de photosynthèse), sous réserve de la présence d'une filière durable d'approvisionnement en combustible.

Concernant les émissions polluantes (CO notamment), des dispositifs de traitement des fumées sont systématiquement mis en place pour des chaudières collectives (ce qui n'est pas le cas pour des chauffages au bois individuel type poêle à bois par exemple). La qualité de l'air doit ainsi être mesurée.

Il s'agit là de **répondre aux besoins de chaleur pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire, via une production mutualisée à plusieurs bâtiments** ou par bâtiment (non défini à ce stade).

Une chaufferie bois énergie est un bâtiment dédié comportant une chaudière bois/biomasse dont la puissance est supérieure à 70 kWh généralement, et un silo de stockage du combustible bois (plaquettes ou granulés). Sous cette configuration, le transport du bois au foyer de la chaudière est automatique et régulée. Les produits de combustion sont évacués par un conduit de fumée.

Par contre, cette solution demande un espace foncier supplémentaire pour l'installation de la (ou des) chaufferie(s) biomasse(s) (estimé à environ 700 m², le volume de stockage nécessaire étant d'environ 2900 m³) et éventuellement la mise en place d'un réseau de chaleur à l'échelle de la zone si une solution de production de chaleur centralisée est retenue. Le mode d'approvisionnement demande également plus d'organisation qu'un chauffage électrique par exemple.

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

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

- Premièrement, le trafic routier nécessaire à l'approvisionnement en biomasse est une gêne possible (nuisances sonores, encombrement du trafic).

Dans le cas de la ZAE, la proximité des axes structurants et les trafics faibles à l'intérieur de la ZAE (hors heures de pointe) sont plutôt favorables à la desserte biomasse.

- Deuxièmement, s'ajoute la problématique de l'espace nécessaire pour la mise en place des chaufferies et pour le dépôtage dans des conditions de sécurité satisfaisantes et le stockage. Cet aspect devra être vérifié une fois les plans d'implantations et les choix architecturaux aboutis.

Dans le cas du projet de ZAE, le foncier disponible est suffisant pour envisager l'implantation d'une chaufferie biomasse, dans la mesure où cela ne met pas en péril le bilan de l'opération.

- Troisièmement, la combustion de biomasse est émettrice de particules, ce qui impacte la qualité de l'air. Toutefois, le site n'est pas inclus dans la couronne d'une grande agglomération et cette problématique est aujourd'hui globalement maîtrisée, notamment sur les installations collectives et récentes.

Compte-tenu de l'implantation du site, à distance des grandes agglomérations soumises à la pollution de l'air, et compte-tenu de son usage industriel, la nuisance générée reste acceptable sur ce type de projet.

En conclusion, l'implantation d'une chaufferie biomasse présente des inconvénients qui restent limités sur un projet tels que celui de la ZAE ; la localisation du projet est donc plutôt favorable à ce type d'énergie.

La fiche en page suivante est néanmoins proposée pour information. Elle synthétise le potentiel maximal de cette énergie (solution couvrant 100% des besoins avec une chaudière centralisée pour toute la zone).

Tabl. 6 - Potentiel maximal de la génération de chaleur à partir de la ressource bois-énergie

Rappel des enjeux énergétiques					
Consommation estimée d'énergie [MWh _{EP} /an] :					
	m² SHON		Chauffage	ECS	Total
Tertiaire	0	0	216	359	575
Artisanat	0	0	1 252	313	1 564
Industrie	0	0	26 830	6 708	33 538
Tertiaire autre	0	17 115	1 032	1 719	2 751
Total :		17 115	29 329	9 099	38 429
Descriptif projet					
Le bois-énergie répond à la fois aux besoins d'ECS et aux besoins de chauffage					
Type de combustible :			plaquettes forestières		
Coût du combustible (au moment de l'étude) :			52	€/t	
Nombre de jours de stockage considérés :			5	jours	
Taux de couverture considéré*			100%	*dans la limite de la ressource	
Dimensionnement technique (en première approche)					
Puissance de chaudière biomasse [kW _{th}] :			19 214		
Production annuelle totale de chaleur [MWh _{utiles}] :			38 429		
Consommation de biomasse [tonnes/an] :			15 831		
Volume de stockage nécessaire [m3] :			2882		
Emprise au sol envisagé (hauteur du silo 4 m) [m²] :			720		
Emission de GES évités [t CO2 /an] :			5 584		
Dimensionnement économique (en première approche)					
	Unité		Bois énergie		
Investissement	euros HT		10 700 000 €		
Coûts annuels d'exploitation	Frais de maintenance		220 000 €		
	Coût de combustible		820 000 €		
	Total :	1 040 000 €	1 040 000 €		

2. ELABORATION DE SCENARIOS INTEGRANT LES ENERGIES RENOUVELABLES

Afin d'évaluer le potentiel en énergies renouvelables pour le centre d'exploitation, nous vous proposons ci-après 2 scénarios mettant en œuvre des énergies renouvelables. Chacun d'entre eux est ensuite comparé à un scénario de référence n'utilisant que des énergies fossiles pour le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire (ECS).

2.1. HYPOTHESES GENERALES

Le document «Comparatif des modes de chauffage & Prix de vente de la chaleur en 2011 » (AMORCE – Février 2013) a notamment été utilisé pour les hypothèses de coût

Une bibliographie enrichie est également utilisée pour les calculs.

2.1.1. Hypothèses concernant la consommation d'énergies primaire de la zone par scénario

La nouvelle réglementation thermique prend en compte les autres énergies renouvelables permettant d'alimenter les réseaux de chaleur. En effet, le Cepmax à atteindre est majoré pour les bâtiments qui se raccordent à un réseau de chaleur, avec 3 niveaux de modulation selon le contenu CO2 du réseau :

- + 30% pour un contenu carbone inférieur ou égal à 50 grammes par kWh (ce coefficient correspond à celui appliqué au bois énergie) ;
- + 20% pour un contenu carbone compris entre 50 et 100 grammes ;
- + 10% pour un contenu carbone compris entre 100 et 150 grammes.

L'installation d'unité photovoltaïque en toiture permet également une augmentation du seuil du Cep maximal de 12 kWh/m² SHON par an.

Le parti a été pris dans l'étude de ne pas recalculer le Cep en fonction des énergies mises en place mais de la conserver au niveau de la RT2012, niveau plus exigeant. En effet, il est considéré que même s'il y a mise en place d'énergies renouvelables pour l'alimentation des bâtiments, ceux-ci ne doivent pas s'affranchir d'une bonne performance énergétique au niveau du bâti et des équipements internes.

2.1.2. Hypothèses techniques

La solution de référence est celle qui serait a priori mise en place en l'absence de volonté de la Maîtrise d'Ouvrage de développer les EnR.

D'après les conclusions de l'étape précédente, les scénarios pris en compte et analysés sont les suivants :

- **Scénario de référence** (niveau d'énergie renouvelable faible) : scénario utilisant le gaz pour la production chauffage et la production d'eau chaude sanitaire (ECS). Nous avons considéré

une solution de référence comprenant une chaudière à condensation alimentée par du gaz, qui fournit le chauffage et l'Eau Chaude Sanitaire (ECS).

- **Scénario 1** (niveau d'énergie renouvelable modéré) : comprenant le recours à la chaleur d'origine géothermique et l'intégration de panneaux photovoltaïques sur une partie des toitures des bâtiments ;
- **Scénario 2** (niveau d'énergie renouvelable fort) : comprenant l'installation d'une chaufferie bois centralisée pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire ainsi qu'une centrale photovoltaïque pour les toitures pertinentes.

2.1.3. Hypothèses économiques

La durée d'étude a été considérée à 20 ans pour pouvoir comparer toutes les énergies entre elles, (photovoltaïque avec contrat d'achat sur 20 ans). Il est à noter que les installations après cette période posséderont une valeur résiduelle non nulle (durée de vie considérée à 30 ans pour une partie des équipements solaire thermique et photovoltaïques par exemple).

- Le taux d'actualisation appliqué est de 4%.
- Les calculs ne prennent pas en compte une actualisation des coûts de l'énergie, néanmoins le taux d'actualisation élevé retenu peut compenser en partie ce point. Par ailleurs, les évaluations proposées sont prudentes, et une inflation des coûts de l'énergie pourrait augmenter la rentabilité des investissements effectués dans les énergies renouvelables.
- L'hypothèse de coût de l'électricité du réseau est de 10 c€/kWh et du gaz de 7c€/kWh. Il n'est considéré aucun emprunt pour le calcul du temps de retour brut et du coût global actualisé.
- Enfin, les coûts globaux sont déterminés hors subventions possibles.

2.1.4. Hypothèses environnementales

Les émissions de CO₂ ont été comptabilisées à partir des hypothèses suivantes :

- Emissions de CO₂ bois-énergie – plaquettes forestières : 25 gCO₂/kWh
- Emissions de CO₂ énergies fossiles classiques : 235 gCO₂/kWh
- Emissions de CO₂ de l'électricité du réseau : 25 gCO₂/kWh (EDF 2015)

2.2. SCENARIO DE REFERENCE : RECOURS AUX « ENERGIES TRADITIONNELLES »

Le projet étant situé en zone rurale, éloigné des infrastructures urbaines d'approvisionnement énergétique tel qu'un réseau gaz ou un réseau de chaleur existant, l'électricité a été privilégiée pour la production d'eau chaude sanitaire.

La situation de référence retenue pour le chauffage correspond à une installation utilisant une énergie fossile traditionnelle.

Les coûts de consommation de ces postes et des postes alimentés en électricité sont comptés à partir des tarifs moyens mentionnés au § 2.1.3.

Les données d'entrées (économique et environnementale) sont détaillées en annexe 3.

2.3. RESULTAT SCENARIO 1

Le chiffrage économique comprend une sous-station pour l'ensemble du site.

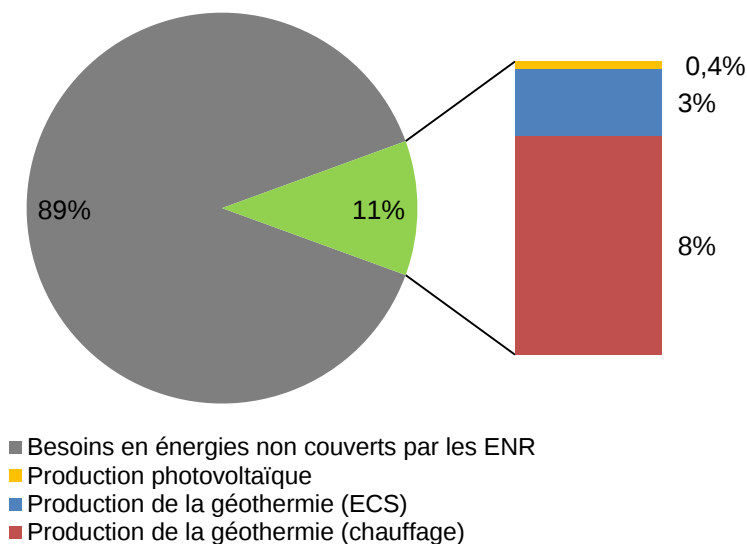
Le photovoltaïque est proposé ici en implantation des toitures terrasses les plus pertinentes sur le plan économique.

Le tableau ci-après reprend les principaux résultats de ce scénario.

Potentiel de chaque énergie étudiée scénario 1			
	Unité	Chaleur géothermique	Photovoltaïque
Besoins d'énergie considérés	électrique ou thermique	thermique (chauffage, ECS et froid)	électrique
	Détail	Couverture de 100% des besoins de chauffage, d'ECS et de climatisation	Equiperment des toitures pertinentes pour produire de l'électricité au meilleur tarif. Absence de couverture des besoins (vente d'électricité intermittente).
Investissement initial	€ HT	23 028 000 €	560 000 €
Dimensionnement pour atteindre le potentiel	Puissance - kW	19 214 kWth	400 kWc
	Production - MWh/an (thermique ou électrique)	38 429	414
Frais de maintenance et renouvellement matériel annualisés (P2, P3)	€ HT	556 000	28 600
Recettes annuelles bruts ou par rapport à solution de référence (P1+P2+P3)	€ HT	813 200	47 046
Coût actualisé de l'énergie produite	€ / MWh (thermique ou électrique)	62	115
Emissions de CO2 évités	T CO ₂ /an	6 121	19
Temps de retour brut pour l'ensemble du quartier	Années	immédiat car investissement solution de base plus coûteux	30 ans

Répartition des besoins et couverture par les énergies renouvelables - scénario 1

Estimations des besoins énergétiques :
148 725 MWh_{EP}/an
334 kWh_{EP}/m²SHON.an



La part global des besoins énergétiques couverte par les énergies renouvelables est d'environ 11% pour ce scénario.

2.4. SCENARIO 2

Dans ce scénario, le bois-énergie couvre tous les besoins en chauffage et ECS.

Les coûts sont calculés pour une installation centralisée.

Il sera intéressant d'étudier précisément le point de raccordement afin d'obtenir une densité thermique importante et une bonne rentabilité du projet.

Il est à noter que pour ce scénario, un terrain est à prévoir pour la chaufferie centralisée contrairement au premier scénario où les installations seraient alors plutôt en pied de bâtiment.

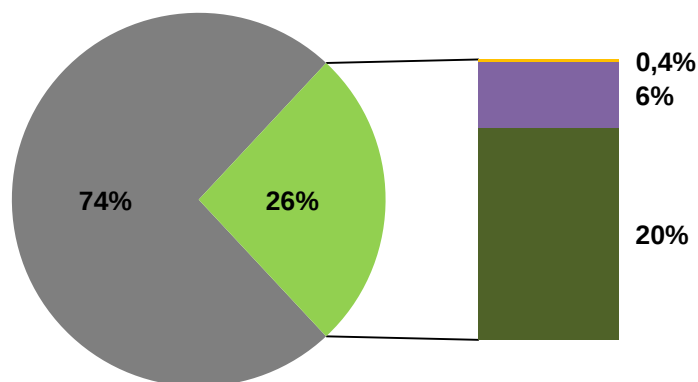
Le tableau ci-après reprend les principaux résultats de ce scénario.

Potentiel de chaque énergie étudiée scénario 2			
	Unité	Bois énergie	Photovoltaïque
Besoins d'énergie considérés	électrique ou thermique	thermique (chauffage et ECS)	électrique
	Détail	Couverture de 100% des besoins de chauffage et d'ECS par une solution tout bois-énergie	Equiperment des toitures pertinentes pour le solaire thermique pour produire de l'électricité au meilleur tarif. Absence de couverture des besoins (vente d'électricité intermittente).
Investissement initial	€ HT	10 700 000 €	560 000 €
Dimensionnement pour atteindre le potentiel	Puissance - kW	19 214 kWth	400 kWc
	Production - MWh/an (thermique ou électrique)	38 429	414
Frais de maintenance et renouvellement matériel annualisés (P2, P3)	€ HT	927 333	28 600
Recettes annuelles bruts ou par rapport à solution de référence (P1+P2+P3)	€ HT	899 000	47 046
Coût actualisé de l'énergie produite	€ / MWh (thermique ou électrique)	45	115
Emissions de CO2 évités	T CO2/an	5 584	19
Temps de retour brut pour l'ensemble du quartier	Années	immédiat car investissement solution de base plus coûteux	30 ans

Répartition des besoins et couverture par les énergies renouvelables - scénario 2

Estimations des besoins énergétiques :

148 725 MWh_{EP}/an
334 kWh_{EP}/m²SHON.an



- Besoins en énergies non couverts par les ENR
- Production photovoltaïque
- Production bois-énergie (ECS)
- Production bois-énergie (chauffage)

La part global des besoins énergétiques couverte par les énergies renouvelables est d'environ 30% pour ce scénario.

2.5. COMPARATIF DES SCENARIOS

Les résultats du comparatif des scénarios proposés avec le scénario de base en termes de coût global et d'émissions de GES évitées sont présentés dans le graphique suivant.

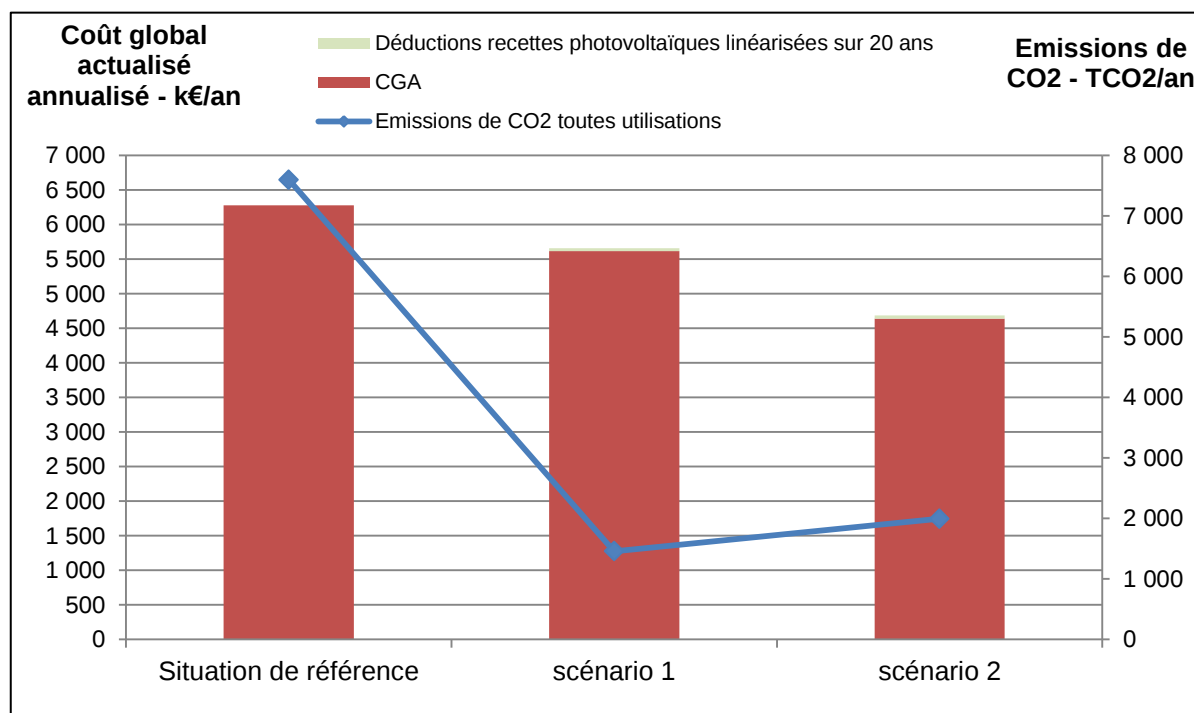


Fig. 15. Comparatif des scénarii proposés avec le scénario de référence

Ce graphique met en exergue le coût global actualisé des différents scénarios étudiés par rapport à la situation de référence.

Concernant le coût global, le scénario 2 est plus intéressant. Il faut noter que ce coût pourra évoluer en fonction des variations du coût de la ressource bois mais aussi des coûts du photovoltaïque et des énergies d'appoint mobilisées (électricité retenue comme hypothèse), notamment dans le cas de la situation de référence dépendant complètement de l'électricité du réseau.

Les émissions de CO₂ sont moins importantes pour le scénario 1 du fait que l'électricité du réseau français utilisée par la PAC est peu émettrice de CO₂ et d'autre part, que les émissions de gaz à effet de serre liées à la collecte et au transport des plaquettes forestières (estimatif moyen) sont comptées dans le scénario 2.

Par ailleurs, il est à noter que le coût global de ces scénarios peut évoluer en fonction des évolutions de coût de la ressource bois mais aussi des coûts du marché photovoltaïque et des énergies d'appoint mobilisées.

ANNEXE 1

Modalités de gestion d'un réseau de chaleur

❖ **PRESENTATION ET ACTEURS**

Un réseau de chaleur est un ensemble d'installations qui produisent et distribuent de la chaleur à plusieurs bâtiments pour le chauffage et/ou l'eau chaude sanitaire. Le réseau de chaleur est constitué d'une ou plusieurs unité(s) de production de chaleur, d'un réseau primaire de canalisation, empruntant le domaine public ou privé, transportant de la chaleur vers des postes de livraison, appelés sous-stations, pour alimenter des utilisateurs (ou usagers). Au niveau juridique, on parle de réseau de chaleur lorsque le producteur de chaleur exploitant la chaufferie est juridiquement distinct des usagers consommateurs de l'énergie thermique, au moins au nombre de deux. Les collectivités locales (communes ou groupement de communes) ont la compétence de distribution de chaleur et peuvent ainsi créer un service public local de distribution de chaleur.

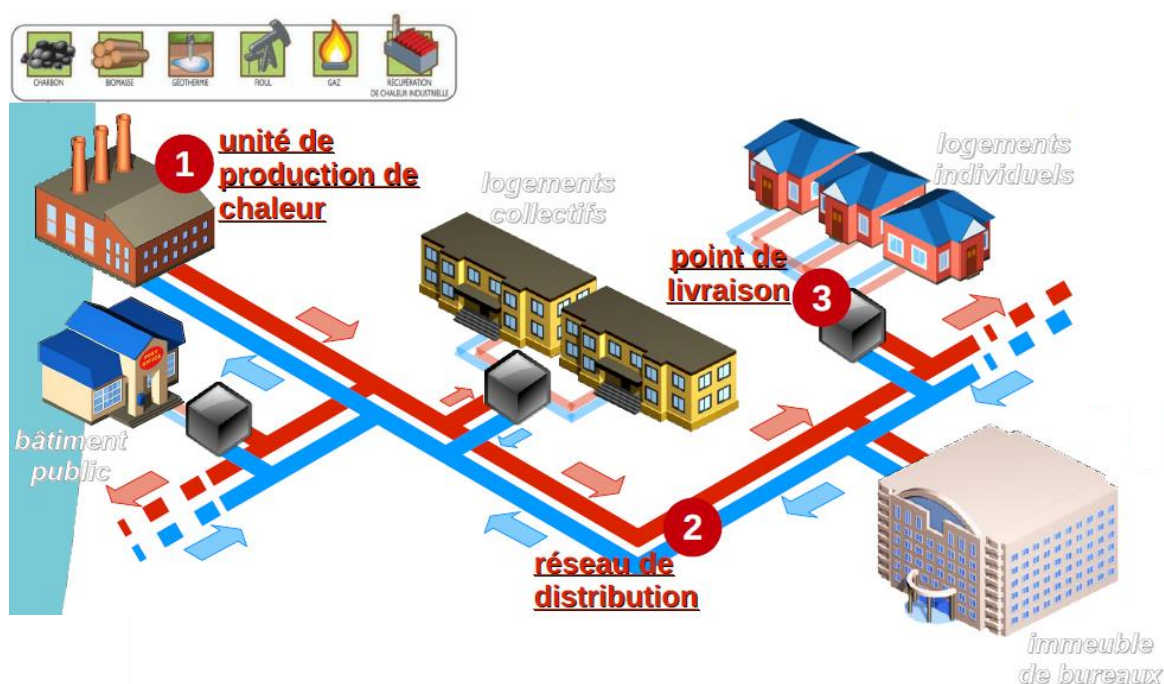


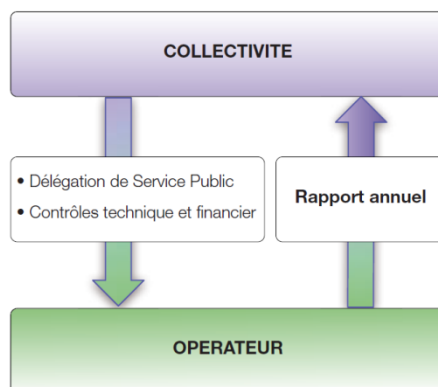
Fig. 16. Schéma de principe d'un réseau de chaleur

Source : CETE de l'Ouest (2012) Réseaux de chaleur – montages juridiques

Un réseau de chaleur est généralement établi sur l'initiative d'une collectivité locale (souvent communale ou intercommunale) qui est l'autorité responsable du service public de distribution de chaleur. Un réseau de chaleur est de ce fait, dans la plupart des cas, un service public que la collectivité peut soit exercer elle-même via ses propres services techniques ou au travers d'une « régie », soit déléguer, tout ou partie des responsabilités afférentes à la fourniture du service, à une entreprise privée, « l'opérateur ». La collectivité locale ou l'entreprise privée en charge de la délégation de service public vend la chaleur à ses abonnés, les gestionnaires des bâtiments.

La gestion d'un réseau de chaleur par les services d'une collectivité est rare car il suppose que la collectivité dispose, au sein de ses services, des moyens techniques et humains lui permettant d'assurer le fonctionnement et l'entretien des installations.

L'opérateur est une société spécialisée, choisie par la collectivité après mise en concurrence. L'opérateur est responsable du bon fonctionnement de l'installation. Il est l'interlocuteur des usagers et rend compte de ses activités à la collectivité, selon les termes du contrat de délégation de service public.

**Fig. 17. Les relations Collectivité / Opérateur**

Source : Guide de l'utilisateur du chauffage urbain (ADEME / Via Seva)

La collectivité est l'autorité compétente. Elle est en charge de :

- définir le périmètre à l'intérieur duquel le réseau se développe ;
- définir les caractéristiques techniques de la production de chaleur ;
- choisir le mode de financement, d'exploitation et l'opérateur du réseau ;
- élaborer et signer les actes (notamment les contrats) nécessaires à la mise en œuvre de ses décisions ;
- contrôler la bonne exécution des contrats ;
- analyser chaque année les documents d'exploitation (rapport annuel) ;
- organiser la concertation et l'information des usagers et tenir à la disposition du public les documents réglementaires ;
- négocier les éventuelles modifications (changement d'installations, de mode d'exploitation, modernisation ou extension du réseau, évolution de la tarification, diversification de la production de chaleur...).

L'opérateur du réseau :

- Réalise ou fait réaliser sous son contrôle les ouvrages nécessaires à la production et à la fourniture de la chaleur ;
- Assure la conformité, le renouvellement et la modernisation des ouvrages ;
- Conduit et entretient les ouvrages et établit des programmes prévisionnels de travaux ;
- Module les énergies dans un souci économique, environnemental et de sécurité d'approvisionnement et garantit la continuité du service ;
- Garantit la fourniture de chaleur nécessaire au chauffage des bâtiments et, le cas échéant, à la production de l'eau chaude sanitaire ;
- Assure le comptage de l'énergie livrée en sous-station ;
- Prend toutes mesures intéressant la sécurité ainsi que toutes mesures d'urgence lorsqu'elles sont nécessaires ;

- Réalise chaque année un compte-rendu technique et financier de l'exploitation ;
- Transmet à l'autorité compétente, en fin de contrat, tous les biens et équipements.

Les gestionnaires des bâtiments représentent les usagers des bâtiments chauffés par le réseau. Ils signent les contrats d'abonnement avec l'opérateur, gestionnaire du réseau primaire. Ils organisent la circulation de l'information entre les usagers et l'opérateur. Tout particulièrement, le gestionnaire du bâtiment doit vérifier les factures reçues de l'opérateur, les régler dans les délais contractuels, répartir les charges correspondantes entre les occupants de l'immeuble et en collecter les montants. La responsabilité des installations de chauffage et d'eau chaude sanitaire internes à l'immeuble (réseau secondaire) incombe au gestionnaire du bâtiment. Celui-ci en confie généralement l'entretien, la maintenance et la garantie de performances à une société prestataire de services en efficacité énergétique (opérateur du secondaire).

Cette organisation est résumée par le schéma suivant :

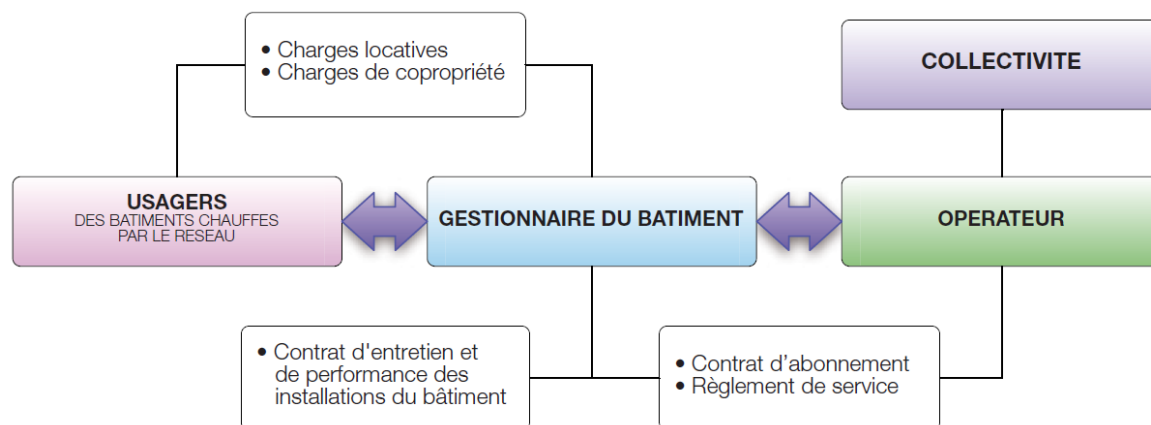


Fig. 18. Relation usagers / gestionnaire du bâtiment / opérateur

Source : Guide de l'usager du chauffage urbain (ADEME / Via Seva)

❖ MODALITES DE GESTION DU RESEAU DE CHALEUR

Pour gérer son « service public industriel et commercial » de distribution de chaleur, l'autorité organisatrice a le choix entre les divers modes de gestion qui sont analysés ci-après dans l'ordre décroissant de l'implication de la collectivité sur les différentes phases d'un projet de réseau de chaleur.

	Financement	Réalisation des investissements	Exploitation & gestion
REGIE	●	●	●
AFFERMAGE	●	●	● 10 à 15 ans
CONCESSION	●	●	● 20 à 30 ans

Collectivité ● Opérateur ●

Fig. 19. Les différents modes d'exploitation d'un réseau de chaleur

Source : Guide de l'usager du chauffage urbain (ADEME / Via Seva)

→ La régie

Dans le cas d'une régie, le service est géré par la collectivité elle-même, avec trois solutions possibles:

- Régie directe (appelée aussi "régie de fait" ou "régie simple"): il s'agit d'un service municipal comme un autre, avec en général (mais pas obligatoirement) du personnel à statut communal, et un budget particulier identifié au sein du budget de la collectivité ;
- Régie à autonomie financière, gérée par un conseil d'exploitation désigné par le conseil municipal, dont le budget, indépendant du budget de la commune, est cependant voté par le conseil municipal ;
- Régie à personnalité morale et autonomie financière (dite "régie personnalisée"), avec un Conseil d'Administration désigné par le Conseil Municipal, un budget autonome, et un personnel à statut spécifique; elle peut posséder un patrimoine propre.

La gestion en régie est utilisée par une cinquantaine de réseaux de chaleur français, soit 11% du nombre mais seulement 3% de l'énergie finale délivrée. Cette gestion est donc préférée dans le cas des réseaux de petite taille.

Cas particuliers de régies :

- Le contrat d'exploitation à l'entreprise, ou marché à l'entreprise (ou régie à l'entreprise), ou marché de prestation de service : il s'agit d'une régie directe où la construction et/ou l'exploitation sont confiées à une entreprise dans le cadre d'un marché public de prestation de service (donc soumis aux règles du Code des Marchés Publics). L'entreprise est rémunérée par la collectivité, qui peut l'autoriser à percevoir pour son compte le prix de la chaleur auprès des abonnés.
- La régie intéressée (ou mandat) et la gérance : après avoir construit les ouvrages, la collectivité charge un régisseur ou un gérant de les exploiter, moyennant une rémunération fixe (gérance) ou liée en partie aux résultats (régie intéressée). Ces modes de gestion ne sont quasiment pas utilisés en réseau de chaleur.

→ La délégation de service public, affermage et concession

Aujourd'hui plus de 54% des réseaux de chaleur, représentant 83% de l'énergie finale délivrée, sont gérés en délégation de service public, sous le régime de l'affermage ou de la concession. Le choix du concessionnaire ou du fermier est fait par la collectivité après recours obligatoire à une mise en concurrence des opérateurs.

La définition de la délégation de service public par la loi est très récente (loi MURCEF du 11 décembre 2002). Selon l'article L1411-1 du Code général des collectivités territoriales : «Une délégation de service public est un contrat par lequel une personne morale de droit public confie la gestion d'un service public dont elle a la responsabilité à un délégataire public ou privé, dont la rémunération est substantiellement liée aux résultats de l'exploitation du service. Le délégataire peut être chargé de construire des ouvrages ou d'acquérir des biens nécessaires au service.»

La concession et l'affermage ne sont pas soumis au Code des Marchés Publics, mais aux dispositions de la loi Sapin (loi du 29 Janvier 1993).

➤ L'AFFERMAGE

L'affermage est une forme particulière de concession qui se distingue par le fait que les dépenses d'investissement sont réalisées par la collectivité. Le « fermier » reçoit un outil prêt à servir et l'exploite à ses risques et périls au moyen du prix payé par les usagers. La collectivité est remboursée de l'amortissement des investissements, soit en une seule fois par des droits de raccordement demandés aux abonnés lors du branchement, soit au fil des ans par un supplément (ce supplément est appelé "redevance d'affermage" ou "surtaxe") que le fermier inclut dans son tarif de vente de la chaleur et qu'il reverse à la collectivité.

➤ LA CONCESSION

La concession est un contrat qui charge un particulier ou une société d'exécuter un ouvrage public et d'en assurer le fonctionnement selon les règles de service public, à ses risques et périls, avec ou sans garantie d'emprunt. Le concessionnaire se rémunère par la perception du prix de vente du service acquitté par les usagers.

➔ **Bilan des modalités de gestion des réseaux de chaleur en France**

Selon la dernière enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid réalisée par le SNCU⁴ sur des données de 2010, la « délégation de service public » sous la forme d'une « concession » (37% des cas mais 67% de l'énergie délivrée) ou d'un « affermage » (17% des cas et 19% de l'énergie délivrée), est le mode de gestion des réseaux de chaleur le plus utilisé en France devant l'exploitation en régie (43% des cas en comptant régie et contrat d'exploitation, mais représentant seulement 16% de l'énergie délivrée). Cette étude montre que les petits réseaux sont plutôt en régie, les gros réseaux plutôt en Délégation de Service Public (et plutôt en concession qu'en affermage).

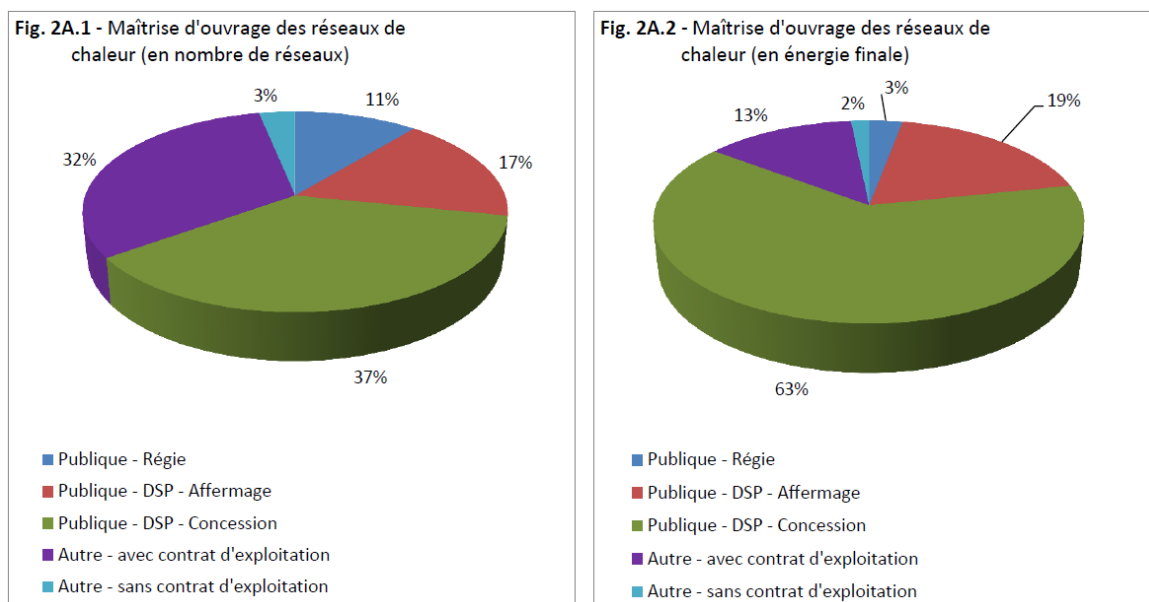


Fig. 20. Maîtrise d'ouvrage des réseaux de chaleur

Source : SNCU (2012), Enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid – Statistiques 2010

⁴ <http://www.fedene.fr/content/la-federation/les-syndicats/sncu>

❖ LES AIDES ACCORDEES A LA MISE EN PLACE D'UN RESEAU DE CHALEUR : LE FONDS CHALEUR

Engagement majeur du Grenelle Environnement, le Fonds Chaleur a pour objectif de développer la production de chaleur à partir des énergies renouvelables (biomasse, géothermie, solaire thermique ...). Il est destiné à l'habitat collectif, aux collectivités et à toutes les entreprises (agriculture, industrie, tertiaire). La gestion de ce fonds a été confiée à l'ADEME. Le Fonds Chaleur a pour objectif de financer les projets de production de chaleur à partir d'énergies renouvelables (biomasse, géothermie, solaire...), tout en garantissant un prix inférieur à celui de la chaleur produite à partir d'énergies conventionnelles.

Dans ce contexte, le soutien aux réseaux est une aide à l'investissement et porte sur la fonction « distribution » des réseaux de chaleur. Il s'ajoute aux soutiens mis en place pour la fonction « production » d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R). Les projets de réseau de chaleur sont gérés au niveau régional par les directions régionales de l'ADEME en synergie avec les Régions.

L'aide du fond chaleur aux réseaux est conditionnée aux principaux critères suivants :

- Dans le cas d'une création, le réseau est alimenté au minimum par 50% d'EnR&R ;
- Dans le cas d'une extension, les besoins de chaleur de l'extension sont couverts au minimum à 50% par une production supplémentaire d'EnR&R et l'extension de réseau doit représenter une longueur minimum de 200 mètres linéaires et permettre de valoriser au minimum 25 tep/an d'EnR&R (soit 290 MWh/an) ;
- La densité thermique du réseau doit être à terme (soit au plus tard au moment du dernier versement du Fonds Chaleur) au **moins égale à 1,5 MWh/an.mètre linéaire**. Les MWh sont à considérer "livrés en sous-stations" ;
- Exception (depuis 2012): Si la densité énergétique du réseau est inférieure à 1,5 MWh/ml.an, l'aide sera plafonnée à 1000 €/tep EnR&R transportée (soit 50 €/tep sur 20 ans) ;
- Les aides du Fonds Chaleur doivent avoir un impact positif pour l'abonné (engagement chiffré du pétitionnaire porté à la connaissance de la collectivité).

Le taux d'aide maximum au réseau de chaleur (AR) représente **55%** (2013) de l'investissement réseau avec un plafond d'assiette de l'aide limitée à une valeur en €/mètre linéaire de tranchée selon le tableau ci-dessous :

Type de réseau	Diamètre Nominal du réseau	Plafond assiette (€/ml de tranchée)
Haute pression (vapeur, eau surchauffée)	Tous DN	1 800
Basse pression (eau chaude)	300 et plus	900
	150 à < 300	710
	>65 à < 150	520
	65 et moins	450

Selon les nouvelles conditions 2012 d'obtention du Fonds Chaleur, les projets de réseaux de chaleur qui présente une densité énergétique faible (inférieure à 1.5 MWh/ml.an) peuvent tout de même bénéficier d'une aide mais celle-ci est très limitée.

Selon une étude menée par le CETE de l'Ouest⁵ sur des éco quartiers pour lesquels les études ont conclu à la faisabilité d'un réseau de chaleur, les densités de construction peuvent être extrêmement variables (40 logements par ha pour Vidailhan ou Ecovela, autour de 150 à Nanterre, près 200 pour Le Fort). On ne peut donc pas dire que le réseau de chaleur n'est adapté qu'aux quartiers très denses.

Quartier	Logements par ha	Logement - m²/ha	Activité - m²/ha	total m²/ha
Temps Durables – Limeil-Brevanne	132	10500	421	10921
Le Fort – Issy-les-Moulineaux*	192	13440	250	13690
Centre Ste-Geneviève – Nanterre	130	9100	200	9300
Hoche – Nanterre	160	12450	375	12825
Bretigny-sur-Orge	57	3990	476	4466
Ginko – Bordeaux	67	4690	1875	6565
Gare de Rungis – Paris	100	4333	9166	13499
Ecovela – Viry	41	3742	674	4416
Vidailhan – Balma	39	1470	0	1470
Calais	87,5	7000	100	7100
Bastille – Fontaine*	102	7140	143	7283

Fig. 21. Exemple de cas d'écoquartiers pour lesquels un réseau de chaleur a été déclaré pertinent

En **bleu** : valeurs calculées à partir des données de l'Eco quartier
En **jaune** : valeurs faisant intervenir un ratio de 70m² par logement (estimations)

Comme ce projet est constitué uniquement de bâtiments neufs, il pourra être privilégié des solutions techniques récentes comme les réseaux basse température, l'ajustement automatique des températures, la sur-isolation, les canalisations souples pré-isolées ou le stockage thermique qui sont des techniques qui permettent de réduire le coût d'investissement et/ou de fonctionnement du réseau.

Enfin, il est à noter que le Fonds chaleur a été révisé début 2014 et que les données présentées ci-dessus sont les dernières à jour concernant ce Fonds.

⁵ CETE Ouest (05/2012), Réseaux de chaleur et nouveaux quartiers

Pour plus d'informations :

AMORCE, *Le cadre juridique du service public de chaleur* - RCJ 06

Etude disponible en ligne sur : <http://www.amorce.asso.fr/IMG/pdf/RCJ06.pdf>

MEEDTL - CETE de l'Ouest (2012), *Réseaux de chaleur : montages juridiques*

Diaporama disponible en ligne sur : <http://www.cete-ouest.developpement-durable.gouv.fr/creation-de-reseaux-de-chaleur-a999.html>

SRCAE Rhône-Alpes (2011), *Les réseaux de chaleur – Etat des lieux et perspectives de développement en Rhône-Alpes*, disponible en ligne sur : http://srcae.rhonealpes.fr/static/cms_page_media/24/CONTRIBUTION_SRCAE_RESEAU_CHALEUR_V4.pdf

ADEME (03/2014), *Fonds Chaleur Renouvelable – Méthode de calcul du niveau d'aide 2012 - Mise à jour le 07/03/2014*, consulté en ligne le 03/04/2014 :

http://www2.ademe.fr/servlet/getBin?name=6D372E8A0075F88D38BC19230B5AB572_tomcatlocal1394459887125.pdf

ADEME (2012), *Présentation du Fonds chaleur – Contexte et enjeux*, consulté en ligne le 04/09/2012 :

<http://www2.ademe.fr/servlet/KBaseShow?sort=-1&cid=96&m=3&catid=25130>

CETE Ouest (05/2012), *Réseaux de chaleur et nouveaux quartiers*, étude consultée en ligne le 04/09/2012 sur :

http://www.cete-ouest.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/120514_RAP_rdc-nouveaux-quartiers_v1-4.pdf

CETE Ouest (03/2012), *Place des réseaux de chaleur dans les nouveaux quartiers – Effet de la densité et de la mixité sur la pertinence énergétique d'un réseau de chaleur*, étude consultée en ligne le 04/09/2012 sur : http://www.cete-ouest.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/120321_RAP_rapport_phase2.pdf

ANNEXE 2

Mécanisme de soutien d'un projet photovoltaïque en toiture

❖ **MECANISME DE SOUTIEN**

Cette analyse reprend les différents mécanismes de soutien dans leur schéma prévu d'être mis en place en 2017 pour la France métropolitaine pour le soutien du développement de projet photovoltaïque.

A cet ensemble manque actuellement la publication du nouvel arrêté tarifaire en préparation et annoncés en publication prochaine par la ministre de l'environnement.

Tabl. 7 - Champ d'intervention des mécanismes de soutien

PRODUCTION	NATURE	0 à 100 kWc	100 à 500 kWc	500 kWc à 8 MWc	8 MWc à 10 MWc	1,5 à 17 MWc
Autoconsommation	Bâtiment	Arrêté Tarifaire en préparation	AO CRE Autoconsommation			
	Ombrières					
	Sol					
Production réseau	Bâtiment	Arrêté Tarifaire en préparation	AO CRE Photovoltaïque 100 à 500 kWc	AO CRE		
	Ombrières			AO CRE Sol		
	Sol			AO CRE Sol		

Dans le cas des projets photovoltaïque de la Lainière, le projet d'arrêté tarifaire sera la procédure la plus adaptée. Le tableau ci-dessus présente les principaux éléments de l'arrêté tarifaire en préparation.

Tabl. 8 - Résumé de l'arrêté tarifaire en préparation dans sa version mise en consultation en décembre 2016

	CRITERES	DETAILS
OBJET	Centrales Photovoltaïque avec vente intégrale de leur production ou vente du surplus (autoconsommation)	Pas de stockage
CRITERES	Projets sur bâtiment en IAB ou dans le plan de la toiture ⁽¹⁾	<100 kWc
VOLUME	Non limité	Tarif dégressif en fonction des volumes de demande de raccordement du précédent trimestre
DELAIS DE CONSTRUCTION	18 mois à compter de la date de dépôt de la demande complète de raccordement (procédure de PTF)	
VALORISATION DE LA PRODUCTION	Pour les centrales de 3 à 9 kWc : 15,9 + 5,2 c€ au titre de l'intégration au bâti €/MWh Pour les centrales en autoconsommation, vente du surplus à 6 c€/kWh	Prime P_IAB en cas d'intégration au bâti pour les demandes avant Juin 2018 et projet de moins de 9 kWc Prime à l'investissement pour les installations en autoconsommation dans le plan de toiture
Durée du contrat d'achat	20 ans	

A noter que l'avis négatif présenté par la CRE fin Mars vise uniquement le volet autoconsommation qui pourrait être amené à être modifié.

Le volet vente intégral n'ayant pas été remis en cause nous prenons en compte dans la suite de l'analyse les tarifs associés pour l'analyse économique.

ANNEXE 3

Hypothèses scénario de référence

❖ **DONNEES ECONOMIQUES :**

Situation de référence	ECS	Chauffage	Total
Investissement initial € HT	20 893 000	10 575 000	31 468 000
P1 - Energie € HT/an	353 000	1 754 000	2 107 000
P2 - DEM € HT			
P3 - Renouvellement matériel € HT/an	28 000	515 000	543 000
P4 - annuité d'emprunt € HT	-	-	-
Coût global de consommation électricité autres que chauffage et ECS	58 000 k€ total 2 900,00 k€ /an		

❖ **DONNEES ENVIRONNEMENTALES**

	Unités	Situation de référence	scénario 1	scénario 2
Emissions de CO2 toutes utilisations	T CO ₂ /an	7 599	1 459	1 995
CGA hors recette PV	k€ /an	6 274	5 346	4 672
Déductions recettes photovoltaïques linéarisées sur 20 ans	k€ /an	0	44	44
CGA	k€ /an	6 274	5 303	4 628