



VILLE DE
Boulazac

ASSISTANCE A MAITRISE D'OUVRAGE POUR LA REQUALIFICATION DE LA
ZONE D'ACTIVITES ECONOMIQUES

ETUDE D'IMPACTS DE LA ZONE D'ACTIVITES ECONOMIQUES

-

VOLET ENERGIE

DECEMBRE 2016

SOMMAIRE

1. CONTEXTE	3	1.Hypothèses pour l'analyse comparative	47
1.Contexte politique	4	2.Analyse comparative des différents scénarios	48
2.Contexte spatiale et climatique	5	3.Conclusion	49
2. POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES	12		
1.L'énergie solaire	13		
2.L'énergie éolienne	20		
3.L'énergie hydrolienne	25		
4.L'énergie géothermique	28		
5.L'énergie aérothermique	32		
6.La biomasse	33		
7.Le biogaz	39		
8.La récupération de chaleur sur les eaux usées	42		
3. PRE-DIMENSIONNEMENT ET SCENARIOS.....	44		
Présentation des différents scénarios	45		
4. COMPARAISON DE SCENARIOS ETUDIES PRECEDEMMENT	46		



1. CONTEXTE

1. Contexte politique

1.1 DES ENJEUX INTERNATIONAUX A INTEGRER LOCALEMENT

A l'heure où les questions énergétiques et climatiques deviennent des enjeux majeurs à l'échelle planétaire, leur gestion représente un véritable défi. Le réchauffement climatique et la raréfaction des ressources naturelles, notamment fossiles, sont aujourd'hui, de réelles problématiques qui nécessitent la mise en place d'actions concrètes et durables. Au fur et à mesure de la prise de conscience de ces enjeux, les pouvoirs publics ont instauré des objectifs à atteindre afin de permettre l'atténuation de ces phénomènes. Ses ambitions, définies à différentes échelles d'intervention (mondiale, nationale, régionale, communale...), se sont vues déclinées en stratégies contextualisées à chaque territoire à travers notamment, l'adoption de lois cadres et l'élaboration de documents de planification. Le projet de la zone d'activités est soumis à de nombreuses exigences dans le champ énergétique. Concernée notamment par le Grenelle de l'environnement à l'échelle nationale, il doit également répondre aux ambitions régionales, départementales et locales qui ont fait de la politique énergétique une politique prioritaire.

1.2 UN CADRE REGLEMENTAIRE STRUCTURANT

Depuis le sommet de Rio de 1992, les réglementations visant à diminuer les consommations énergétiques et à développer les énergies renouvelables se sont multipliées, incitant les différents acteurs (publics et privés) et les citoyens à entreprendre et développer des actions concrètes sur leur territoire. A l'échelle nationale, la loi de programme applicable sur le territoire français découle de la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. Définitivement adoptée le 3 août 2009, elle « fixe les objectifs, définit le cadre d'action, organise la gouvernance à long terme et énonce les instruments de

la politique mise en œuvre pour lutter contre le changement climatique ». En matière énergétique, elle confirme les engagements précédents, notamment concernant le facteur 4 à l'horizon 2020, la part de 23% des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie en 2020, la réduction de 20% des émissions de gaz à effet de serre dans les transports, la consommation maximale de 50 kWh/m².an en 2013 (bâtiment à énergie positive en 2020) et la baisse d'au moins 38% des consommations énergétiques dans les bâtiments existants d'ici 2020. La loi Grenelle 2, adoptée le 12 juillet 2010 complète quant à elle, la loi Grenelle 1, en définissant les mesures à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs fixés précédemment. En parallèle, divers documents cadres réalisés aux différentes échelles d'intervention ont été élaborés et viennent encadrer tout nouveau projet d'aménagement :

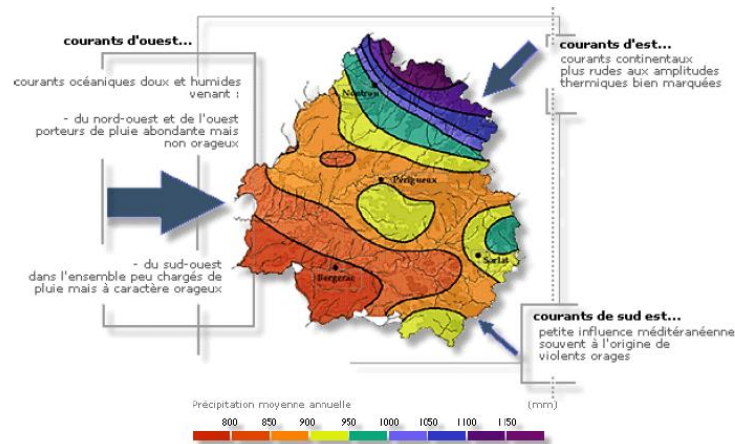
- ✓ Le SRCAE de la région Aquitaine approuvé le 15 novembre 2012,
- ✓ Agenda 21 de la Communauté d'Agglomération du Grand Périgueux, élaboré en 2011,
- ✓ PCET de la Communauté d'Agglomération du Grand Périgueux, élaboré en 2012,

2. Contexte spatiale et climatique

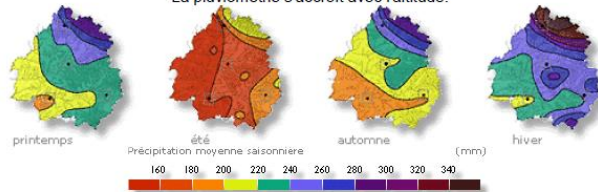
2.1 LE CLIMAT

Source : Plan Local d'Urbanisme de Boulazac, 2015 et Météo France/windfinder (station de Bergerac)

Le département est directement placé sous l'influence des courants climatiques venus de l'Atlantique maintenant un climat océanique doux et humide qui disparaîtrait au profit de tendances continentales caractérisées par des contrastes thermiques.



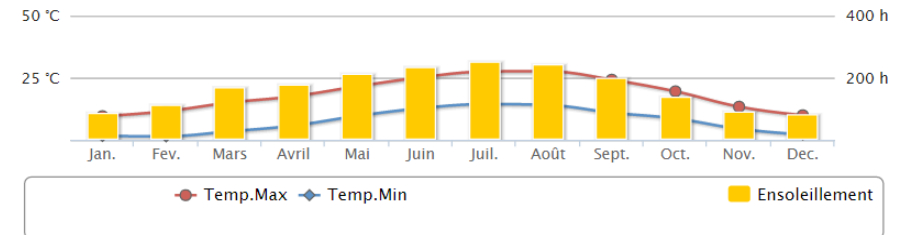
• Les saisons
En Périgord, les nuances pluviométriques sont en grande partie dues à l'influence des reliefs. La pluviométrie s'accroît avec l'altitude.



Source : Rapport de Présentation du PLU de 2008 d'après CAUE 24, www.perigord.tou.fr

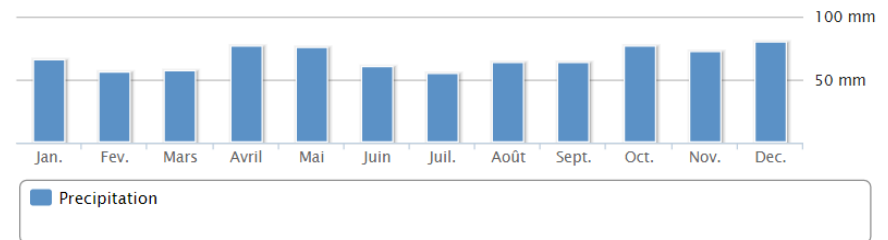
✓ Les températures / l'ensoleillement

D'après les données relevées à Bergerac, la température moyenne maximale est d'environ 27.5°C en juillet et la température moyenne minimale est d'environ 1.5°C en janvier. Les minima se situent entre novembre et janvier. Les maxima sont enregistrés en juin et août. L'ensoleillement à Boulazac est légèrement supérieur à la moyenne française avec 1 974 h/an (contre 1 900 en France). Le maximal d'ensoleillement est relevé en juillet.



✓ Les précipitations

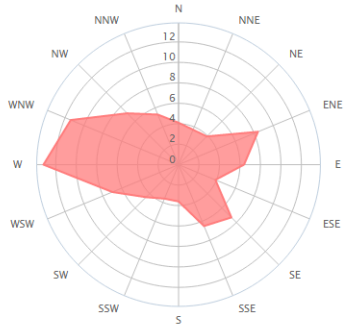
La pluviométrie (moyenne mensuelle) est répartie de manière plus ou moins hétérogène sur l'année. En moyenne 800 mm tombent chaque année (moyenne française : 700 mm) avec des pics en fin d'année, d'octobre à décembre et entre avril et mai.



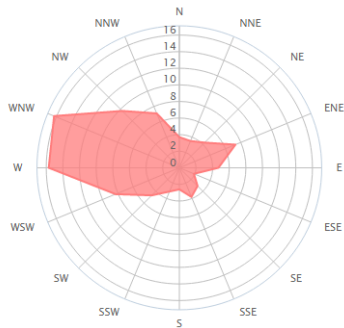
✓ Le vent

L'analyse de la rose des vents fait apparaître des vents dominants soufflant de l'ouest majoritairement toute l'année.

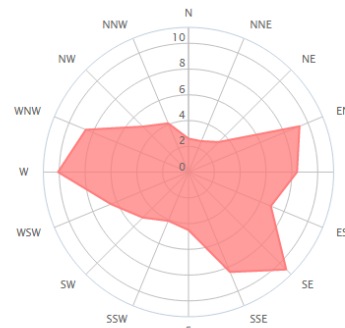
Distribution de la direction du vent en (%)
Année



Distribution de la direction du vent en (%)
août



Distribution de la direction du vent en (%)
décembre

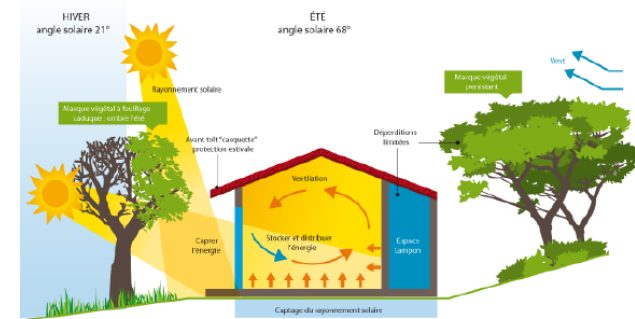


2.2 LA SOBRIETE ENERGETIQUE A PRIVILEGIER (PRINCIPES DU BIOCLIMATISME)

Le bioclimatisme consiste à profiter du contexte géographique de la construction et à en tirer un maximum d'avantages. On utilisera par exemple la pente ou des masques végétaux (ex : haie brise vent) pour se protéger des vents dominants, on placera de grandes façades vitrées au sud de façon à récupérer les flux solaires en hiver. On installera les pièces « tampons » (buanderie, atelier, garage etc.) du côté des vents dominants et au nord etc. L'implantation du bâtiment tente de s'effectuer en harmonie et non plus en conflit avec le milieu environnant.

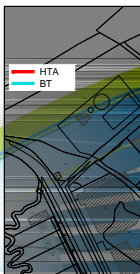
Peu coûteuse, cette solution à l'avantage de réduire les consommations énergétiques des bâtiments entre 15 et 20%. En revanche, privilégier cette solution, implique une réflexion en amont de toute opération, mais peu indéniablement venir guider l'implantation des futures constructions.

Principes du bioclimatisme appliqué à un pavillon



2.3 DESSERTE ENERGETIQUE ACTUELLE DU SECTEUR

✓ Le réseau électrique



Le plan des réseaux électriques du secteur de la ZAC présenté sur la planche 4 (cf. Etude d'Impact) est une retranscription du plan transmis par ERDF le 26 novembre 2013 dans le cadre d'une procédure de Déclaration de projet de Travaux engagée pour les besoins de l'enquête gestionnaires.

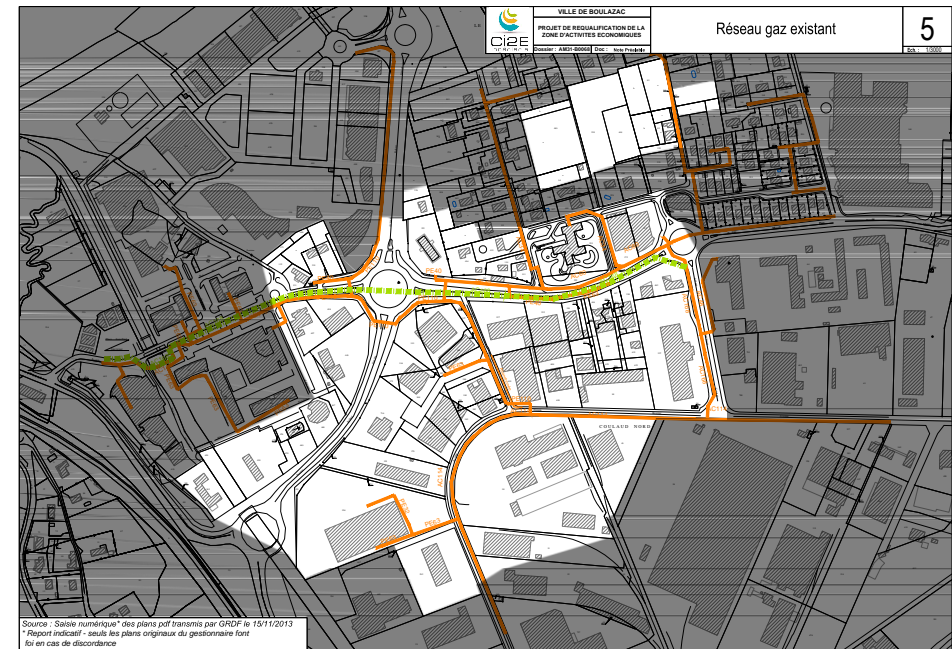
Le périmètre de la ZAC est parfaitement irrigué par le réseau HTA existant qui le ceinture : avenue Marcel Paul, avenue Robert Desnos, avenue Firmin Bouvier et avenue Ambroise Croizat. Sous réserve d'une vérification des puissances disponibles à mener auprès d'ERDF dans les phases ultérieures du projet (pré-étude de desserte à faire réaliser par ERDF), le réseau HTA existant permettra de desservir l'opération. Des dévoiements de réseau, des créations et/ou déplacements de postes de transformation et une restructuration de l'architecture de la distribution BT seront toutefois nécessaires pour prendre en compte le futur parcellaire de la ZAC.

✓Le réseau Gaz

Le plan des réseaux gaz du secteur de la ZAC présenté sur l'annexe 5 est une retranscription du plan transmis par GRDF le 15 novembre 2013 dans le cadre d'une procédure de Déclaration de projet de Travaux engagée pour les besoins de l'enquête gestionnaires.

Des réseaux gaz sont présents sous les voies principales actuelles (avenue Marcel Paul, avenue Ambroise Croizat et avenue Firmin Bouvier) et permettront donc de desservir la ZAC.

Des dévoiements d'ouvrages existants pourront être nécessaires en vue d'une mise en compatibilité avec le futur parcellaire de la ZAC et la distribution devra être adaptée le cas échéant en fonction des besoins des futurs acquéreurs de lots de la ZAC.



2.4 PROGRAMMATION ET ORGANISATION SPATIALE DU PROJET

Le projet développé vise à répondre à l'objectif de développement de la ville ordinaire, notamment sur les trois orientations fondatrices dégagées en phase diagnostic.

2.4.1 Les grands principes d'aménagement

A/ Structuration - Vers un renforcement des logiques actuelles

En venant prolonger l'avenue Firmin Bouvier sur le rond-point d'entrée de ville ouest, le projet permet de structurer le centre de Boulazac au travers d'une hiérarchisation viaire mieux définie. La voie structurante sud assurera l'accueil du trafic de transit et celui lié aux activités, alors que la voie nord accueillera les déplacements liés à la vie locale et extra-locale (notamment les liaisons entre le centre-ville et le pôle d'équipement du quartier est). L'avenue Marcel Paul sera requalifiée depuis l'Hôtel de Ville jusqu'au nouveau rond-point du carrefour « Marcel Paul-Ambroise Croizat ». Les espaces publics seront plus généreux avec les piétons.

La rue Ambroise Croizat sera réaménagée pour assurer une connexion et une fluidité dans les parcours.

B/ Intégration - Vers une redéfinition globale du principe de mixité à l'aune du développement durable

Afin d'aboutir à un projet global, et bien que cela ne soit pas traduit dans le cadre de ce projet, il est prévu à court et moyen terme (à travers le PLU) la création de nouveaux logements sur le secteur en question. Ces logements, situés à la fois sur la rue Marcel Paul et l'Avenue Robert Desnos, permettront d'intégrer plus fortement le centre-ville dans son contexte. Cette mixité de fonction (commerces, logements, bureau, activités) permet d'envisager une vie urbaine nouvelle à même d'animer le centre de Boulazac de jour comme de nuit.

C/ Valorisation - Vers une mise en scène plus végétale et douce du site

En plus de l'aménagement paysager des espaces publics requalifiés et des futurs lots de construction, la réalisation d'une coulée verte sur d'anciennes emprises ferroviaires permettra de créer une connexion forte entre deux espaces paysagers majeurs : les rives de l'Isle et la Plaine de Lamoura.



2.4.2 Le Programme des Constructions



Plan de répartition programmatique

Le programme de constructions à développer sur le site sera à approfondir dans la suite des études pré-opérationnelles. Néanmoins les orientations suivantes peuvent d'ores et déjà être dégagées :

- la création d'un pôle de services en continuité avec le centre-ville et l'avenue Marcel Paul : petites activités (type tertiaire), hôtellerie et restauration ;
- la création d'un pôle commercial sur la partie centrale et sud du secteur ;
- Une frange Est dédiée plus largement aux activités pour permettre une transition avec les activités avoisinantes.



Sur la base d'un premier test de capacité, la capacité constructive de l'opération est définie dans le tableau ci-dessous.

Numéro bâtiment	Vocation bâtiment	Emprise au sol	Surface brute bâtir	Surface plancher
1	petite activité	1510	1510	1359
2	petite activité	3020	3020	2718
3	petite activité	1750	5250	4725
4	petite activité	770	2310	2079
5	petite activité	1200	1200	1080
6	commerces et grandes surfaces	2200	2200	1980
7	Services (y compris hotellerie - restauration)	600	600	540
8	commerces et grandes surfaces	1600	1600	1440
9	Services (y compris hotellerie - restauration)	1480	5920	5328
10	Services (y compris hotellerie - restauration)	1480	5920	5328
11	commerces et grandes surfaces	16030	16030	14427
12	commerces et grandes surfaces	3540	3540	3186
13	commerces et grandes surfaces	5260	5260	4734
14	commerces et grandes surfaces	3060	3060	2754
15	commerces et grandes surfaces	870	870	783
16	commerces et grandes surfaces	2130	2130	1917
17	commerces et grandes surfaces	3800	3800	3420
18	Autres activités	2720	2720	2448
19	Autres activités	3750	3750	3375
20	petite activité	1490	1490	1341
21	petite activité	1030	3090	2781
22	petite activité	590	1770	1593

Soit un volume global d'environ 69 000 à 70 000m³

Vocation bâtiment	surface plancher
petite activité	Entre 14800 et 15100m ²
commerces et grandes surfaces	Entre 34100 et 34700m ²
Services (y compris hotellerie - restauration)	Entre 14900 et 15200 m ²
Autres activités	Entre 5800 et 5900m ²

2.5 LES BESOINS ENERGETIQUES ASSOCIES

✓Hypothèses considérées pour la définition des besoins énergétiques

La définition des besoins énergétiques se base sur :

-Le programme de construction

Vocation	Surface de plancher (en m ²)
Petites activités	17640
Commerces et grandes surfaces	31464
Autres activités	5832
Restaurant (existant) + Hotellerie	11196

-Le niveau de performance énergétique retenu

Etant donné le calendrier prévisionnel de livraison du projet, le niveau de performance minimal sera le niveau RT 2012.

Le calcul des besoins des nouvelles constructions se base sur des ratios de besoins utiles par m² pour des constructions ayant une isolation leur permettant de respecter la RT 2012. Les hypothèses de besoins énergétiques sont des hypothèses de besoin « réels » : les retours sur les constructions RT 2005 BBC ont montré que les consommations d'énergie réelles étaient souvent supérieures à celles estimées dans les calculs réglementaires. Les hypothèses retenues sont donc supérieures à celles que l'on peut retrouver dans les calculs réglementaires.

Il est aussi à noter qu'en première approche, les besoins énergétiques des petites activités, autres activités et commerces pris en compte sont identiques. Ces besoins pourront être affinés en fonction de la typologie d'activités présentes sur la ZAC Epicentre.

Ces ratios, présentés dans le tableau ci-dessous, ont été estimés :

-Sur la base des **données climatiques** du secteur

-Pour les **usages de chauffage**, de production d'eau chaude sanitaire (ECS) et de climatisation.

Ratios de besoins utiles par usage (en kWh énergie finale / m² / an)

	Chauffage En kWh/m ² /an	ECS En kWh/m ² /an	Froid En kWh/m ² /an	Ventilation, Eclairage, Auxiliaire En kWh/m ² /an
Petites activités	16	8	20	10
Commerces et grandes surfaces	16	8	20	10
Autres activités	16	8	20	10
Restaurant (existant) + Hotellerie	21	26	25	10

✓ Estimation des besoins énergétiques

Sur la base de ces hypothèses, les besoins énergétiques sont estimés à 740 MWh / an thermique (chauffage + ECS) sur l'ensemble du projet.

En MWh énergie finale / an

	Chauffage	ECS	TOTAL chaud	Froid	Electricité réglementaire
Petites activités	282	141	423	353	176
Commerces et grandes surfaces	503	252	755	629	315
Autres activités	93	47	140	117	58
Restaurant (existant) + Hotellerie	235	291	526	280	112
TOTAL	1142	783	1925	1379	674

2. POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES

Le chapitre ci-dessous présente les différentes ressources disponibles pour répondre à la **demande énergétique** de la ZAC Epicentre.

1. L'énergie solaire

L'énergie solaire peut être valorisée à travers l'implantation de divers dispositifs :

- Les panneaux solaires thermiques peuvent être utilisés pour la production d'eau chaude sanitaire, pour le chauffage des constructions ou encore pour la production de froid. Leur fonctionnement consiste à capter la chaleur d'une partie des rayonnements solaires qu'ils reçoivent (l'autre partie étant réfléchi) et à la transférer à un fluide caloporteur.
- Les panneaux photovoltaïques permettent de produire de l'électricité par conversion de lumière en électricité.

1.1 LE SOLAIRE THERMIQUE

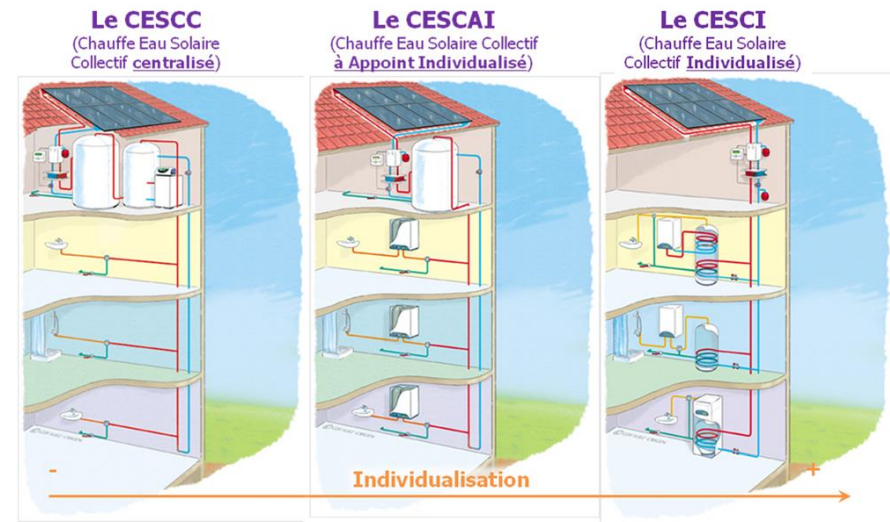
✓ Présentation de la technologie

Le principe de fonctionnement du solaire thermique consiste à utiliser l'énergie provenant du rayonnement solaire pour la convertir en énergie thermique. Il permet de récupérer l'énergie solaire grâce à un fluide caloporteur qui circule dans les capteurs. Par l'intermédiaire d'un échangeur thermique, l'énergie est transférée dans le ballon solaire pour préchauffer l'eau de la ville. Une énergie d'appoint apporte le complément d'énergie si l'ensoleillement n'est pas suffisant. Un thermostat associé à cet appoint permet de garantir le maintien de la température de sortie de l'eau à la consigne désirée.

✓ Echelle d'exploitation

Le solaire thermique est une énergie valorisable à l'échelle du bâtiment. Cette technologie est pertinente dès lors que les besoins d'ECS sont importants et stables. C'est notamment le cas pour un programme de logements, ou pour certains équipements publics (crèches, hôpitaux, etc) ou pour les hôtels.

Pour les immeubles collectifs, plusieurs types de solutions sont possibles. Ces solutions couvrent jusqu'à 50% des besoins d'ECS du bâtiment. Le coût de revient est d'environ 1 500 euros par logement. Ces technologies sont éligibles au fonds chaleur. Pour les hôtels, on privilégiera le CESCC.



Source : GRDF

✓ Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Valorisation de l'énergie solaire (ressource gratuite, renouvelable et inépuisable)	Système seulement adapté aux bâtiments ayant des besoins importants en ECS
Système fiable nécessitant peu de maintenance	Oblige la solarisation des toitures
Fonctionnement n'émettant aucune nuisance sonore et aucun polluant	Nécessite un système d'appoint (électricité ou combustible)
Système nécessitant que peu d'énergie grise pour sa fabrication et peu d'électricité pour son exploitation	Contraintes réglementaires : panneaux devant figurer dans le permis de construire et dans les documents d'urbanisme locaux (autorisation)
Bon rapport production/investissement	Système seulement adapté aux bâtiments ayant des besoins importants en ECS

✓ Coût global de la technologie

Le coût d'investissement d'une installation solaire varie selon la technologie choisie. En considérant le coût des travaux et celui des études d'ingénierie pour la conception et l'installation d'un chauffe-eau solaire collectif, le coût global s'élève (pour des bâtiments neufs) à :

- 1 500€ HT/m² pour une installation d'une taille inférieure à 50m²
- 1 000€ HT/m² pour une installation d'une taille inférieure à 100m²
- 800€ HT/m² pour une installation d'une taille supérieure à 100 m²

Pendant la phase d'exploitation, les coûts d'entretien sont évalués à environ 300€/an pour une installation de taille supérieure à 100 m². Ils sont plutôt forfaitaires et ne dépendent pas réellement de la puissance installée.

✓ Subventions 2016

L'ADEME subventionne ce type d'installation par le biais du « fond de chaleur ». Celui-ci est calculé en fonction du nombre de tonnes équivalent

pétrole (TEP) évitées. Une TEP est équivalente à 11 630kWh. (http://www.enerplan.asso.fr/index.php?option=com_docman&task=doc_download&gid=1481). Cette aide est soumise à certaines conditions. En effet, le Fonds Chaleur se focalise prioritairement sur les installations de chauffe-eau solaires collectifs (CESC) pour les secteurs suivants :

- le logement collectif et, par extension, tout hébergement permanent ou de longue durée avec des besoins similaires en eau chaude sanitaire (secteur hospitalier et sanitaire, structures d'accueil, maisons de retraite...) ;
- le tertiaire privé comprenant les hôtels et hôtels de plein air à usage non saisonnier, les piscines collectives, les restaurants, les cantines d'entreprises ainsi que les activités agricoles et industrielles consommatrices d'eau chaude.

Les aides Fonds Chaleur sont octroyées « aux projets optimisés » qui répondent à un certain nombre de critères, comme notamment la surface de capteurs minimum (25 m²), la productivité minimum par m² (>400kWh/m².an), ainsi que la mise en place systématique d'une procédure de monitoring de l'installation. L'aide maximum en Aquitaine pour une installation solaire thermique est de 13 000 €/Teq pour le logement collectif et de 11 000 €/Teq pour le tertiaire, l'industrie ou l'agriculture.

D'autres aides existent également : différentes réductions en provenance de l'Etat (crédit d'impôt, taux de TVA réduit), de la banque (éco-prêt à taux zéro), de l'ANAH, ou encore de la région, département ou commune (offres 2016)...

Le crédit d'impôts

C'est une disposition fiscale permettant aux ménages de déduire de leurs impôts sur le revenu une partie des dépenses réalisées pour certains travaux d'amélioration énergétique portant sur une résidence principale (qu'ils occupent ou dont ils sont bailleurs). Chaque contribuable peut bénéficier du crédit d'impôt, qu'il soit imposable ou non. Si le montant du crédit d'impôt dépasse celui de l'impôt dû, l'excédent est remboursé au ménage. Le crédit d'impôt concerne :

- La réalisation d'un diagnostic de performance énergétique (DPE)
- L'isolation thermique
- Le chauffage, sa régulation et la production d'eau chaude

<http://www.infoenergie69-grandlyon.org/IMG/pdf/fichecite.pdf>

✓ Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/m ²)	Prix/m ²	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Solaire thermique	450 à 550	800 à 1500€	10 à 15 ans	Très bon	20 ans	0.13

1.2 LA CLIMATISATION SOLAIRE

✓ Présentation de la technologie

La climatisation solaire peut être utilisée pour des bâtiments tertiaires dès lors que la demande de climatisation est nécessaire.

Dans le cadre de la réalisation d'un projet d'aménagement, les capteurs solaires « sous vides » sont à privilégier. Ce type de système fonctionnant à une température avoisinant les 100°C, le fluide caloporteur présent dans ce type de capteurs permet de supporter la montée en température nécessaire à l'atteinte de la température optimale. Deux systèmes (les plus courants) peuvent être envisagés : Les systèmes fermés à absorption : de l'eau glacée est produite par un groupe froid à absorption, utilisable dans une centrale de traitement d'air ou dans un réseau d'eau glacée alimentant des installations décentralisées.

Les systèmes ouverts dans lesquels l'air est directement traité en fonction du confort souhaité.

✓ Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Système pouvant être couplé avec le chauffage solaire pendant l'hiver	Technique encore en phase expérimentale, voire en phase de démonstration
Fonctionnement n'émettant aucune nuisance sonore et aucun polluant	Oblige la solarisation des toitures
Système nécessitant que peu d'énergie grise pour sa fabrication et permettant d'éviter l'utilisation de l'électricité en été pour la climatisation	
Système nécessitant peu de maintenance	
Couvertures des besoins pouvant aller jusqu'à 66%	

✓ Coût global de la technologie

Le coût d'investissement d'une installation de climatisation solaire est d'environ (estimation basée sur les quelques retours d'expérience de réalisations en Europe) : 1 500 € HT/m² de capteurs solaires (système à absorption avec capteurs sous vides)

Les coûts d'entretien pour la phase d'exploitation sont difficilement quantifiables, étant donné le peu de retour d'expérience. Néanmoins, les coûts de maintenance peuvent être considérés comme similaires à ceux d'un système à absorption et de capteurs.

✓ Subventions 2016

Aucune aide spécifique à la climatisation solaire n'existe actuellement. Néanmoins, les quelques projets réalisés en Europe ont bénéficié d'aides ponctuelles de l'Ademe, de l'Union Européenne et d'EDF.

✓Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/m ²)	Prix/m ²	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Clim. solaire	100	1500€	10 à 15 ans	Très mauvais	30ans	0.18

1.3 LE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

✓Présentation de la technologie

Le solaire photovoltaïque, contrairement au solaire thermique utilise le rayonnement solaire non pas pour produire de la chaleur mais de l'électricité. La production peut être soit utilisée pour couvrir directement les besoins en électricité des bâtiments sur lesquels sont positionnés les capteurs (système autonome) soit réinjectée dans le réseau (lorsque le système y est raccordé) ou encore stockée (système encore peu développé).

Dans le cadre de la réalisation d'un projet d'aménagement en milieu urbain, le choix de la seconde option semble plus pertinent étant donné que les systèmes autonomes sont plus rentables (rentabilité supérieure lorsque l'électricité est revendue à EDF).

Différents systèmes et modules existent sur le marché pour la production d'électricité par photovoltaïque :

- Les modules solaires monocristallins : ils possèdent un meilleur rendement au m² (18-19%), et sont essentiellement utilisés lorsque les espaces sont restreints. Le coût, plus élevé que celui d'une autre installation de même puissance, limite le développement de cette technique.
- Les modules solaires polycristallins : actuellement, ils présentent le meilleur rapport qualité/prix et sont les plus utilisés. Ils ont un bon rendement (15-16%) et une bonne durée de vie (plus de 35 ans), et

ils peuvent également être fabriqués à partir de déchets de l'électronique.

- Les modules solaires amorphes : ces modules ont un avenir prometteur car ils peuvent être souples et ont une meilleure production par faible lumière. Le silicium amorphe possède un rendement divisé par deux par rapport à celui du cristallin (8%), ce qui nécessite plus de surface pour la même puissance installée. Toutefois, le prix au m² installé est plus faible que pour des panneaux solaires composés de cellules.
- Les modules solaires en couche mince : ces modules ont un rendement moyen (12%) mais des coûts de production plus faibles que les panneaux cristallins.



✓Echelle d'exploitation

Le solaire photovoltaïque peut être valorisé à l'échelle du bâtiment. La proportion de surface de toiture nécessaire pour obtenir une production

conséquence d'électricité est plus importante que celle nécessaire pour obtenir une production d'ECS satisfaisante avec du solaire thermique. Il est donc pertinent de développer le solaire photovoltaïque sur d'importante surface de toiture (secteur d'activité).

✓ Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Système fiable ne nécessitant que peu de maintenance	Analyse de cycle de vie des modules peu connue actuellement
Fonctionnement n'émettant aucunes nuisances sonores et aucun polluant	Emprise au sol ou en toiture importante (4 à 5 fois plus que pour le solaire thermique)
Possibilité de décentraliser la production	Système nécessitant une grande quantité d'énergie pour sa fabrication
Un panneau photovoltaïque produit quatre fois plus d'énergie au cours de son fonctionnement qu'il n'en a utilisée pour sa fabrication	
Système nécessitant peu de maintenance	
Bilan carbone quasi-nul de la phase d'exploitation (production d'électricité non émettrice de gaz à effet de serre)	

✓ Coût global de la technologie

Le coût d'investissement diminue en fonction de la puissance totale installée, mais également en fonction du cadre réglementaire. Celui-ci évoluant très vite, il est difficile de connaître avec certitude le coût d'une installation d'ici 1 à 2 ans. Actuellement, le coût d'un module photovoltaïque est compris entre 700 et 1 000€ (coût lié au matériel inclus).

Si le choix d'exploitation de l'énergie photovoltaïque se porte sur un raccordement au réseau, le prix est différent. Ce coût n'est pas forcément proportionnel à la puissance que l'on souhaite raccorder car il dépend de la

faisabilité et de la facilité du raccordement. En effet, la proximité du poste source joue considérablement sur le coût global ; ainsi une petite installation nécessitant de grands travaux pour le raccordement aura un coût bien supérieur à celui d'une installation plus conséquente mais localisée à une distance plus proche (prix évalué par ERDF lors de l'établissement de la proposition technique et financière pouvant aller de 1 000€ à plusieurs dizaines de milliers d'euros).

Le coût d'exploitation est lié principalement à la maintenance des modules (nettoyage, intervention...). A titre d'exemple, la maintenance d'une installation d'environ 200 kWc (Un module photovoltaïque se caractérise par sa puissance crête (exprimée en Watt crête) qui correspond à la puissance que le module peut délivrer dans des conditions optimales de fonctionnement (ensoleillement de 1 000 W/m² et température de 25°C). La puissance moyenne des modules est de 140 Wc/m²) nécessite un coût d'exploitation estimé à 6 000€/an.

Le coût global et les revenus générés d'une installation photovoltaïque dépendent également du coût de rachat de l'électricité par EDF. Un nouvel arrêté relatif au tarif d'achat de l'énergie photovoltaïque a été examiné le 1er juillet 2012 par la Commission de Régulation de l'Energie instituant le réajustement (à la baisse) du tarif chaque trimestre en fonction du volume de projets déposés durant le trimestre passé.

✓ Tarif de rachat de l'électricité par EDF au 1^{er} janvier 2016

Type de support	Equipement	Puissance kwc	Tarif du 01/01/2016 au 31/03/2016 *
Bâtiments : Résidentiel,	Intégration totale	≤ 9	25.01
	Intégration simplifiée	≤ 36	13.82
	Intégration simplifiée	> 36	13.13

Source : <http://www.les-energies-renouvelables.eu/tarif-de-rachat-electricite-photovoltaïque-2011.htm>

✓ Subventions 2016

Pour les collectivités, l'installation peut être éligible à une subvention de l'ADEME à hauteur de 50% du montant des études de faisabilité en raison de l'absence d'aides du conseil régional. De plus, l'installation peut être valorisée par la ville. Il n'y a pas d'aide à l'investissement mais l'électricité produite est rachetée à un tarif préférentiel qui dépend du type d'installation.

✓ Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/m ²)	Prix/m ²	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Photovoltaïque	150	700 à 1 000 €	15 ans	Très bon	25 à 30ans	0.23

1.4 LE POTENTIEL SOLAIRE LOCAL

La productivité des installations solaires (thermique ou photovoltaïque) est déterminée à partir du gisement solaire local issu des données météorologiques et de l'ensoleillement du territoire.

✓ Données météorologiques

Le tableau ci-dessous résume les données d'ensoleillement et de températures pour la base météorologique de la ville de Boulazac. Elles proviennent du programme européen PVGIS (pour les données d'irradiation: données moyennes sur Boulazac) et de la base de données de Météo France (températures moyennes calculées à partir des 20 dernières années).

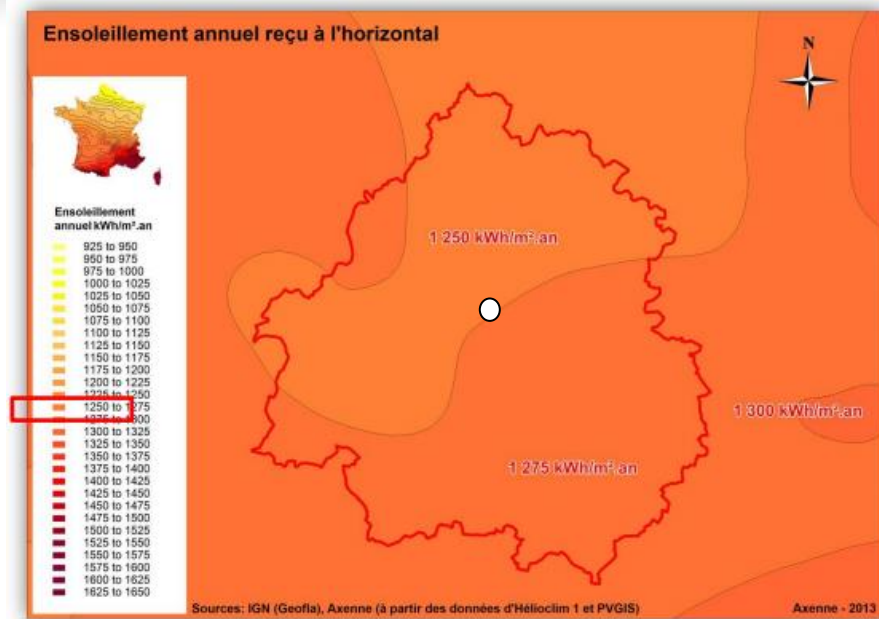
Mois de l'année	Irradiation à l'horizontal (en kWh/m ² .m)	Irradiation à l'inclinaison optimale 45° (en kWh/m ² .m)	Température minimum moyenne (en °C)	Température maximum moyenne (en °C)	Température moyenne (en °C)
Janvier	41,4	68,3	2	10	6
Février	63,2	95,1	3	12	7,5
Mars	117	152	6	16	11
Avril	139	155	8	18	13
Mai	169	168	12	23	17,5
Juin	187	178	15	27	21
Juillet	194	189	18	30	24
Aout	169	182	18	30	24
Septembre	131	165	14	25	19,5
Octobre	85,4	121	11	20	15,5
Novembre	45,5	71,9	6	13	8,5
Décembre	36,7	65,3	3	10	7,5
Année	1 380	1 610	9,6	19,75	14,7

Au regard de ces données, on peut constater que l'ensoleillement du territoire est plutôt moyenne.

✓ ENSOLEILLEMENT ET IRRADIATION REÇUE / 1M² DE PANNEAUX EN MOYENNE

La commune de Boulazac se caractérise par un nombre d'heures d'ensoleillement de 1 973 h/an (légèrement supérieur à la moyenne nationale de 1 900h) et d'un gisement solaire de 1 250 kWh/m².an.

Ce gisement est intéressant pour la mise en place des différentes technologies valorisant le solaire.



Source : Rapport sur le potentiel de développement des énergies renouvelables en Dordogne, 2013

- Le solaire thermique est une solution connue et éprouvée. Elle permet de valoriser une énergie locale à l'échelle des différents bâtiments. Cette solution pourrait être adaptée, notamment pour les bâtiments ayant des besoins en eau chaude sanitaire importants et constants comme le logement collectif ou les hôtels.
- Le solaire photovoltaïque pourrait être envisagé sur la ZAC Epicentre, notamment sur les bâtiments d'activité.

2.L'énergie éolienne

L'énergie éolienne utilisant le vent peut être utilisée de deux manières :

- Conservation de l'énergie mécanique : le vent est utilisé pour faire avancer un véhicule (Navire ou char à voile), pour pomper de l'eau (moulins de Majorque, éoliennes de pompage pour irriguer ou abreuver le bétail) ou pour faire tourner la meule d'un moulin.
- Production d'énergie électrique : l'éolienne est alors couplée à un générateur électrique pour fabriquer du courant continu ou alternatif. Le générateur est relié à un réseau électrique ou bien fonctionne au sein d'un système « autonome » avec un générateur d'appoint (par exemple un groupe électrogène) et/ou un parc de batteries ou un autre dispositif de stockage d'énergie. Suivant leur taille, les éoliennes ont une gamme de puissance assez étendue, allant de quelques kW pour les éoliennes urbaines à plusieurs MW pour les grandes éoliennes.

2.1 LE GRAND EOLIEN

✓Présentation de la technologie

Le grand éolien désigne les aérogénérateurs dont la puissance est comprise entre 1 500 kW et 2 500 kW. Ils sont destinés à la production d'électricité pour le réseau. Les éoliennes industrielles sont aujourd'hui considérées comme l'un des meilleurs systèmes de production d'énergie renouvelable. Leur vitesse de rotation est faible : 30tours/minute pour une pale d'un diamètre de 20mètres. Deux types de technologies peuvent être utilisés :

- Les grandes éoliennes à axe horizontal : ce sont les plus répandues et elles se caractérisent par une dimension de plus en plus imposante (ne fonctionnent pas dans des conditions particulières de vitesse de vent)

- Les grandes éoliennes à axe vertical : plus petites que les précédentes, elles ont l'avantage de pouvoir fonctionner dans des conditions climatiques plus défavorables.



Eoliennes à axe horizontal et vertical

✓Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Capacité de production importante	Production variable selon le vent
Installation nécessitant peu d'emprise au sol (peut-être mutualisée avec des champs agricoles)	Potentiel dépendant de l'environnement ($v > 4.5$ m/s)
Faible en énergie grise	Contrainte d'implantation forte (aucune éolienne à moins de 500 m des habitations)
Très bon rapport production/investissement, retour énergétique (fabrication/production) sur leur durée de vie de l'ordre de 80 - -> temps de retour énergétique de quelques semaines à quelques mois)	Contraintes environnementales, aéronautiques et paysagères élevées (Impact visuel, brouillage des radars, nuisances sonores à proximité directe et impact potentiel sur la faune et la flore...)
	Nécessite une étude de vent in-situ

✓ Coût global de la technologie

Le coût d'investissement moyen d'un grande éolienne est d'environ 1,1 M€ / MW installé répartis comme suit :

- acquisition de l'éolienne : 68,6 % du coût global,
- raccordement au réseau électrique : 12,7 % du coût global,
- génie civil et assemblage de l'éolienne : 7,8 % du coût global,
- ingénierie : 5,9 % du coût global,
- Autres coûts : 5 % du coût global.

Le coût annuel d'exploitation d'une grande éolienne équivaut à environ 1,5% du prix total de l'investissement soit environ 16 500 €/ MW installé/an.

Le coût global et les revenus générés d'une installation éolienne dépendent également, comme pour le photovoltaïque du coût de rachat de l'électricité. La France a choisi de soutenir le développement de l'éolien par la mise en place d'une obligation d'achat de l'électricité produite à partir de l'énergie du vent. Ce tarif est particulièrement favorable au grand éolien en revanche, il ne s'applique pas vraiment aux caractéristiques du petit éolien qui pourtant connaît des coûts d'installation et de production plus élevés. Le tarif de rachat de l'énergie éolienne fixé par l'arrêté du 10 juillet 2006 est d'environ 8,2 c€/kWh pour les dix premières années (suivant l'année de mise en service); et entre 2,8 et 8,2 pour les cinq années suivantes (il est fixé en fonction de la durée annuelle de fonctionnement de référence).

✓ Tarif de rachat de l'électricité, arrêté du 10 juillet 2006

Concernant le rachat d'électricité, le contrat est conclu pour 15 ans avec le fournisseur d'électricité (après cette période l'électricité peut continuer à être revendue mais au tarif normal de l'électricité du réseau). Depuis 2006, le tarif de rachat est fixé à 8.2 c€/ kWh pendant les 10 premières années puis entre 2.6 et 8.2 c€/ kWh pendant les 5 années suivantes (déterminé selon le nombre d'heures de production/an).

Durée annuelle de fonctionnement de référence (quotient de l'énergie produite pendant une année par la puissance maximale installée)	TARIF des 10 premières années c€ /kWh	TARIF des 5 années suivantes c€ /kWh
400 heures et moins	8.2	8,2
Entre 2 400 et 2 800 heures	8.2	Interpolation linéaire
2 800 heures	8.2	6,8
Entre 2 800 et 3 600 heures	8.2	Interpolation linéaire
3 600 heures et plus	8.2	2,8

✓ Subventions 2016

En revanche, si certaines régions subventionnent le grand éolien, l'Aquitaine n'accorde pas d'aides financières pour ce type de projet.

✓ Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en GWh)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Grand éolien	1.5 à 5	1.6 à 2M €	10 ans	Très bon	20 ans	0.075

2.2 L'EOLIEN URBAIN

✓ Présentation de la technologie

Le petit éolien, ou éolien domestique, désigne les éoliennes de petites et moyennes puissances (de 100 watts à environ 20 kilowatts) montées sur des mâts de 5 à 20 mètres, elles peuvent être raccordées au réseau ou bien

autonomes en site isolé. Certaines éoliennes sont de très petite taille, avec pour objectif de pouvoir les installer sur les toitures terrasses des immeubles d'habitation dans les villes, ou sur les toitures des immeubles industriels et commerciaux, dans des gammes de puissances allant de quelques kW à quelques dizaines de kW.

Leur vitesse de rotation est faible et indépendante de la vitesse du vent. Leur puissance varie linéairement avec la vitesse du vent (entre 5 km/h jusqu'à plus de 200 km/h) sans nécessiter la « mise en drapeau » des éoliennes à pales. Elles peuvent être à axe horizontal ou vertical.



Eoliennes urbaines

✓ Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Aucune variation de fonctionnement selon le vent / Large plage de fonctionnement	Production faible et intermittente
Intégration facile dans le paysage, nuisance sonore peu importante et aucun rejet de gaz à effet de serre	Technologie nouvelle avec peu de retours d'expériences engendrant un coût d'investissement important
Installation sur les espaces bien exposés et souvent non utilisés (proximité des voies de circulation, toit...)	Nécessite une étude de vent in-situ
Faible en énergie grise	

✓ Coût global de la technologie

Le marché peu développé des éoliennes urbaines rend difficile l'estimation du coût global (installation et maintenance). Selon le site urbawind.org et les premiers retours d'expérience, le coût d'investissement serait pour une petite éolienne à axe horizontal de 7 000 à 10 000 €/kW et pour une petite éolienne à axe vertical de 10 000 à 25 000 €/kW (fabrication et matériaux). Le coût d'installation serait évalué entre 2 200 et 2 900 €/kW et le raccordement à environ 1 000 €/kW (prix dépendant du modèle de l'éolienne).

Pour la phase d'exploitation, le coût de la maintenance serait de l'ordre de 200 à 850 €/an auxquels s'ajoute le coût de changement de certains matériels tels que l'onduleur (environ 1 000 €).

✓ Subventions 2016

Ici encore, des subventions de l'ADEME existent à l'échelle nationale et l'état accorde un **crédit d'impôt aux particuliers (30%)** et un **prêt à taux 0**.

✓ Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en kWh)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Petit éolien	5 000 à 15 000	10 000 à 15 000€	20 ans	Mauvais	20 à 25 ans	0,008

2.3 POTENTIEL EOLIEN LOCAL

La productivité d'une éolienne qu'elle soit grande ou petite, verticale ou horizontales, dépend de la vitesse du vent. Pour commencer à fonctionner, sa vitesse ne doit pas être inférieure à 4m/s, une vitesse trop forte en revanche suspendra le fonctionnement.

✓ Grand éolien

Le Schéma Régional éolien, approuvé en 2012, ne recense pas de potentiel sur le secteur pour le développement du Grand Eolien (seuls 75ha au sud de Boulazac sont identifiés comme zones favorables). De plus, il est important de noter qu'il a été annulé le 12 février 2015 par le tribunal administratif.

Le gisement éolien en Aquitaine, hors zone urbanisée et sans autre contrainte, est de 4,6 m/s en moyenne à une altitude de 80 m/sol et couvre 31% du territoire soit 13 021 km² concentré plutôt sur le littoral et les piémonts des Pyrénées et du Massif Central.

Trois vitesses du vent à 80 mètres d'altitude sont à retenir afin de déterminer le potentiel d'un territoire :

- plus de 3,5 m/seconde ; il s'agit d'un minimum technologique que les professionnels reconnaissent,
- plus de 4,3 m/seconde (par extrapolation de la circulaire du 19 juin 2006 –point III.3.3- qui indique, pour l'instruction d'une ZDE, un seuil 4 m/sec à 50 m, soit 4,3 m/sec à 80 m.),
- plus de 4,7 m/seconde (potentiel économique). La vitesse des vents inférieure à 3,5 m/seconde à 80 mètres d'altitude constitue un enjeu majeur concourant à le déterminer comme une contrainte absolue.

Le gisement éolien est faible à moyen sur la ville de Boulazac. Les vents dominants sont orientés Ouest avec des vents de faibles vitesses (3.4 à 5.4

m/s) présents. Par ailleurs, les règles d'implantation sont, à minima, un retrait de 500 m des habitations et un regroupement de 5 éoliennes.

Au regard de l'ensemble de ces éléments, le site n'est donc pas adapté à cette source d'énergie renouvelable.

✓ Petit éolien

Le milieu urbain a pour effet de réduire la vitesse de vent, les constructions, les plantations sont des éléments qui contraignent en effet le passage du vent. Considérant les mesures de vent prises à 80m de hauteur et en prenant en compte la rugosité engendrée par le milieu urbain et les grands ensembles qui entourent la zone de projet, on peut estimer le gisement d'énergie à 10m de haut assez faible (de 1,4 à 3.4 m/s).

Compte tenu de cette vitesse plutôt faible et de la présence d'obstacles pour le passage du vent (zone urbanisée), l'implantation d'éoliennes urbaines, si cette technologie est choisie, devra être privilégiée en toiture des bâtiments ou le long des voies afin d'assurer une prise aux vents optimale et une vitesse de vents suffisante pour que l'éolienne fonctionne correctement et que son installation soit rentable.

Une étude de vents sur une année est nécessaire afin de garantir la rentabilité de l'implantation de cette technologie.



3. L'énergie hydrolienne

3.1 LES HYDROLIENNES

✓ Présentation de la technologie

L'hydrolienne doit être placée dans l'axe des courants afin d'actionner les pales du ou des rotors (courant minimum 1,5 m/s). L'énergie mécanique, produite par la rotation des pales est transformée ensuite en énergie électrique à l'aide d'une turbine. Elle est alors dirigée vers un générateur pour être ensuite acheminée jusqu'au réseau d'électricité terrestre par l'intermédiaire d'un câble relié au rivage. Différents types d'hydroliennes existent sur la marché mais le principe de fonctionnement reste généralement le même.



Hydroliennes implantées dans un fleuve

✓ Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Taille moins importante qu'une éolienne d'une même puissance et intégration paysagère optimale	Taille moins importante qu'une éolienne d'une même puissance et intégration paysagère optimale
Courants marins relativement constants et prévisibles	Erosion des pales d'hélices très importante (nécessite un entretien fréquent)
Aucune émission de gaz à effet de serre et peu d'énergie grise nécessaire pour sa fabrication	Coût d'investissement et d'exploitation très important
Pales tournant beaucoup moins rapidement que celles des bateaux (peu de risques pour la faune)	Entretien plus difficile
Localisation sous l'eau, aucun impact visuel ou sonore	Perturbation de la sédimentation

✓ Coût global de la technologie

Le manque de maturité de la technologie mais surtout l'absence de retour d'expériences sur des parcs d'hydroliennes sur une longue durée rend délicat la prévision des coûts.

Le coût d'investissement pour une hydrolienne reste l'un des plus élevés avec un prix compris entre 2,5 et 3,5 M€/MW installés en supposant un développement massif de la filière (2 voire 3 fois plus important que pour une éolienne).

Le coût d'exploitation des hydroliennes est également beaucoup plus conséquent que celui des éoliennes, les difficultés d'accès demandent un personnel qualifié et l'érosion provoquée par l'eau de mer demande également un entretien plus fréquent. L'estimation du coût d'exploitation est d'environ 40% du coût global de l'hydrolienne au cours de son cycle de vie.

✓ Subventions 2016

L'hydrolien n'est encore qu'à l'état de projet en France, ce qui explique qu'aucune subvention n'existe réellement.

Concernant le tarif de rachat de l'électricité produit par l'hydrolien, il a été défini à 15 c€/kWh durant les 20 premières années.

✓ Tableau récapitulatif

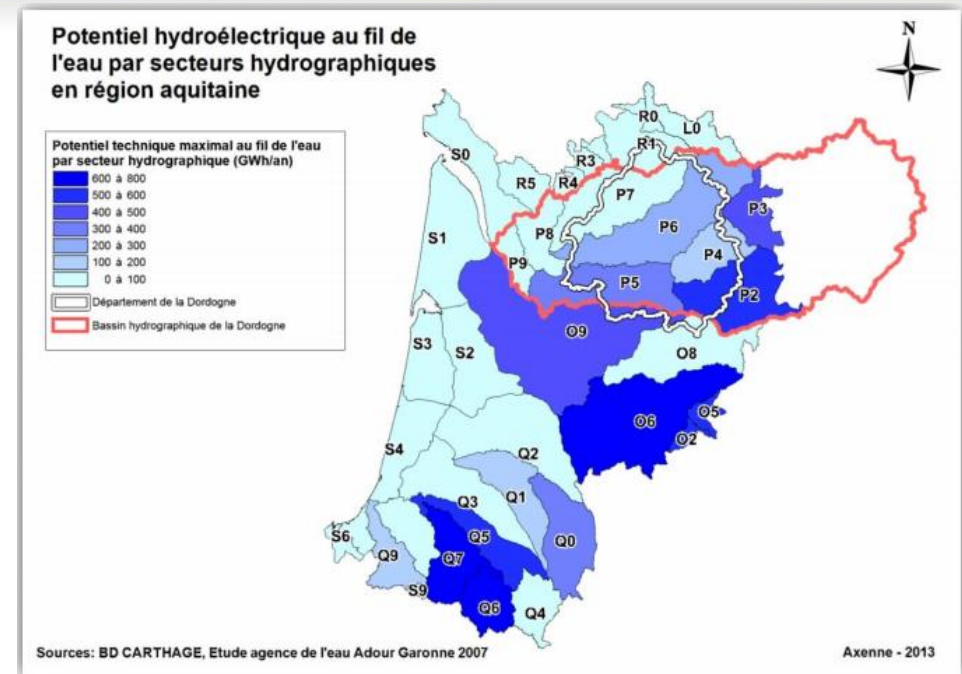
Technologie	Productivité annuelle (en kWh)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Hydrolien	1.3	3.5M€	10 à 15 ans	Mauvais	20 ans	0.05 à 0.10

3.2 LE POTENTIEL HYDROLIEN LOCAL

Le territoire communal de Boulazac est longé par l'Isle. La zone d'activités ne se situe pas à proximité directe de cette rivière mais reste relativement proche (environ 300m) de celle-ci.

L'Isle offre néanmoins, peu de possibilités en termes d'énergie hydrolienne. Le débit moyen annuel connaît de plus des fluctuations saisonnières, les installations hydrauliques ne semblent donc pas rentables.

Le projet est traversé par le cours d'eau le Manoire qui ne propose pas un débit plus important.



Secteur hydro	Longueur rivière en km	Potentiel maximal théorique en GWh/an	Potentiel technique au fil de l'eau maximal en GWh/an
P2	568	1126	540
P4	219	226	108
P5	491	707	339
P6	801	475	228
P7	601	175	84
R1	318	86	41
TOTAL	2998	2795	1340



4. L'énergie géothermique

4.1 LA GEOTHERMIE

L'énergie des aquifères superficiels (température inférieure à 30°C – profondeur de nappe inférieure à 100 m) est utilisée, grâce à une Pompe A Chaleur (PAC), sous forme de chaleur pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire ou le rafraîchissement de locaux (PAC réversibles).

Etant donné la température des nappes aquifères (entre 25 et 13°C), il est nécessaire d'utiliser des systèmes de pompes à chaleur électriques (PAC à compression) ou gaz (PAC gaz à absorption). pour remonter en température cette énergie.

Fonctionnement d'une Pompe à chaleur (PAC)

Le principe repose sur l'utilisation d'un fluide frigorigène. Ce fluide passe par plusieurs états thermodynamiques ce qui lui permet de capter la chaleur de la nappe (du sol = géothermie sur sol, de l'air = aérothermie) au niveau de l'évaporateur pour la restituer au fluide du circuit de chauffage (au niveau du condenseur).

Dans le cas d'une pompe à chaleur électrique, le changement d'état du fluide frigorigène est assuré par un compresseur mécanique et un détendeur. Dans le cas d'une pompe à chaleur à absorption gaz, il n'y a pas de compresseur mécanique : le fluide frigorigène évolue grâce à une réaction dite « thermochimique » actionnée par un brûleur gaz naturel. Une partie de la chaleur de la réaction thermochimique est récupérée pour chauffer le circuit de chauffage.

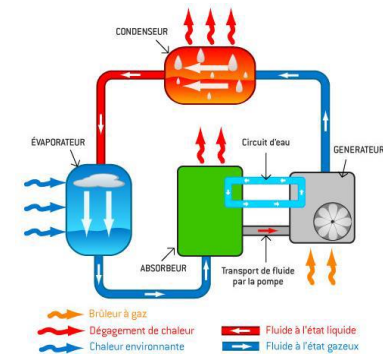
Ainsi, une PAC qu'elle soit à compression mécanique ou à absorption fonctionne sur un transfert d'énergie depuis une source froide (énergie du sous-sol) vers une source chaude (installation de chauffage) au moyen d'un

circuit fermé dans lequel circule un fluide soumis à un cycle thermodynamique.

✓Présentation de la technologie

La géothermie sur nappe peut être valorisée :

- Soit à l'échelle du bâtiment : chaque bâtiment réalise son propre forage et dispose de son système de pompes à chaleur
- Soit à l'échelle d'un groupe de bâtiment : un forage permet de faire circuler l'eau dans une boucle d'eau. Chaque bâtiment se connecte à la boucle grâce à son système de pompe à chaleur.



Géothermie sur capteurs horizontaux

Dans ce cas, un seul forage est mis en place ce qui peut permettre de limiter les investissements réalisés.

✓Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Production constante toute l'année	Nécessite l'installation d'une PAC (consommation d'énergie primaire, électricité ou gaz)
Energie complètement renouvelable	Investissement très important pour la deuxième et troisième technologie (forages des sondes verticales)
Installation faible en émission de gaz à effet de	Phase chantier pour les forages peut engendrer des nuisances sonores pour les riverains
	Nécessite une grande superficie pour les phases

Atouts	Faiblesses
serre (seulement issue de la PAC)	construction et exploitation
	Réglementation très contraignante concernant le prélèvement de l'eau dans le cas d'un tirage sur aquifère servant à l'eau potable (qualité de l'eau...)

✓ Coût global de la technologie géothermie sur aquifères :

Le coût d'un forage seul (hors équipements, réseaux, électricité) varie entre 800 et 2 000€ HT/ML. Pour les autres équipements, le coût varie beaucoup en fonction des pompes, des systèmes ou encore des capteurs utilisés, en considérant par exemple un débit compris entre 60 et 100 m³, le coût peut varier de 25 000 à 70 000 € HT. S'ajoute à cette estimation le coût de la PAC d'environ 300€ HT du kW et celui des études de faisabilité qui s'élève à un montant compris entre 12 000 et 20 000€.

Le coût de la maintenance pendant la phase d'exploitation semble varier entre 1 500 et 3 000€ HT auquel s'ajoute tous les 10 à 15 ans des examens endoscopiques des forages estimés à 2 500 € HT et un examen des pompes pour 8 000€. En ce qui concerne les pompes à chaleur, le coût de maintenance se situe entre 4 500€ HT/an pour une pompe de 100 à 200kW et 15 000€ HT/an pour une pompe de 800 à 1 000kW.

✓ Subventions 2016

Les aides représentent 60% des dépenses éligibles pour des opérations sur champ de sondes (soit un niveau d'aide pour les opérations sur champ de sondes compris entre 3 500 et 8 500 €/ (tep sortie installation/an)) pour l'unité de production géothermale et 40% des dépenses éligibles¹ pour des opérations sur eau de nappe (soit un niveau d'aide compris entre 1 000 et 2 500 €/ (tep sortie installation/an) pour l'unité de production géothermale.

La productivité et la pérennité de l'aquifère n'étant jamais sûre à 100%, les organismes en liaison avec la géothermie ont mis en place un outil financier de garantie. La garantie Aquapac® a été initiée en 1983 sous l'égide de l'ADEME (AFME à l'époque), d'EDF et du BRGM. Elle est destinée à favoriser le développement des opérations de pompes à chaleur sur nappe aquifère. Pour cela, elle offre une double garantie portant sur les ressources en eau de ces nappes aquifères :

- La garantie « recherche » couvre le risque d'échec consécutif à la découverte d'une ressource en eau souterraine insuffisante pour fournir le débit d'eau nécessaire. Le taux de cotisation pour cette garantie est désormais de 5% du montant des ouvrages garantis en recherche.
- La garantie « pérennité » couvre le risque de diminution ou de détérioration de la ressource, en cours d'exploitation. La durée de cette garantie est de 10 ans, et le taux de cotisation pour cette garantie est de 4% du montant des ouvrages garantis.

Le taux de TVA 2016 est réduit à 5.5 % pour une pompe à chaleur géothermique. La fourniture et l'installation d'une pompe à chaleur bénéficient d'un taux de TVA réduit à 5.5 %, si l'entreprise qui vend le matériel en assure aussi la pose.

Aide de l'ANAH (Agence Nationale pour l'Amélioration de l'Habitat) pour une pompe à chaleur géothermique. L'Agence nationale d'amélioration de l'habitat peut accorder une subvention pour l'installation d'une pompe à chaleur géothermique.

L'ANAH peut vous faire bénéficier de primes en complément de la subvention:

- une prime de 900€ pour l'installation (fourniture et main d'oeuvre) d'une pompe à chaleur air/eau ;
- une prime de 1 800€ pour l'installation d'une pompe à chaleur à capteurs enterrés.

L'éco-prêt à taux 0 % pour une pompe à chaleur géothermique

Pour obtenir l'éco-prêt à taux 0%, il faut réaliser plusieurs travaux visant à améliorer l'efficacité énergétique d'un logement individuel. La pose d'une pompe à chaleur se combine particulièrement bien avec d'autres types de travaux tels que la pose d'une chaudière à condensation etc...

✓Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/ml)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Géothermie sur aquifère	17.5	/	7 à 10 ans	Très bon	15 à 20 ans	0.052

4.2 LE POTENTIEL GEOTHERMIQUE LOCAL

Un nouveau régime s'applique aux activités géothermiques de minime importance depuis juillet 2015. Ce nouveau régime vise à mieux encadrer les activités de forage, et à définir des zones dans lesquelles la réalisation de forage sur simple déclaration est interdite, tout en simplifiant les démarches administratives. Il s'applique aux ouvrages de profondeur de plus de 10 mètres et de moins de 200 mètres, et aux équipements de moins de 500 kW. Les arrêtés ministériels relatifs à la Géothermie de minime importance sont parus au journal officiel du 5 juillet 2015. Ces arrêtés concernent :

- la qualification des entreprises de forage intervenant en matière de géothermie de minime importance ;
- l'agrément d'expert en matière de géothermie de minime importance ;
- la carte des zones réglementaires en matière de géothermie de minime importance ;

- les prescriptions générales applicables aux activités géothermiques de minime importance.

Pour réaliser des travaux de géothermie, il faut dorénavant faire appel à des entreprises de forage qualifiées. Les cartes réglementaires de la géothermie de minime importance sont consultables sur Internet afin de connaître les dispositions en lien avec le sous-sol à prendre en compte pour chaque projet :

- **zone verte**, la réalisation d'un forage ne nécessite qu'une simple télé-déclaration,
- **zone orange**, la réalisation d'un forage nécessite l'avis d'un expert,
- **zone rouge**, la réalisation d'un forage nécessite une autorisation de l'administration. Il faut contacter la direction régionale en charge des mines (DREAL).

Le potentiel des aquifères superficiels semble favorable pour le secteur du projet. Cependant, pour la ville de Boulazac et notamment pour la zone d'activité, l'avis d'un expert est requis (cf. carte ci-dessous).

- A cette étape et compte tenu de la nécessité d'avoir un avis d'expert pour la mise en place de solutions géothermiques, la géothermie très basse énergie est en première approche écartée des solutions envisageables pour la ZAC Epicentre..



Source : BRGM

5.L'énergie aérothermique

5.1 L'AEROTHERMIE

✓Présentation de la technologie

Le principe de l'aérothermie est de capter les calories dans l'air extérieur. De la même manière que pour la géothermie très basse énergie, le puisage des calories de l'air nécessite l'utilisation d'un système de pompes à chaleur, qui peut être électrique ou à absorption gaz. La fluctuation de l'air extérieur influence la performance des systèmes de pompes à chaleur. En effet par temps froid, les besoins de chauffage sont maximum alors que la quantité d'énergie pouvant être extraite dans l'air est à contrario minimale d'où une baisse de la performance.

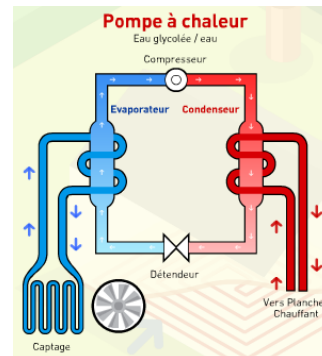
Dans le cas de pompes à chaleur gaz à absorption, l'impact des températures extérieures est cependant moins important que pour des pompes à chaleur électriques, puisqu'une partie de la chaleur est fournie par la réaction d'absorption. Les PAC gaz à absorption permettent aussi de produire de l'eau chaude sanitaire à 60 / 65 °C, avec des performances supérieures à celles des pompes à chaleur électriques.

Echelle d'exploitation

Les PAC aérothermiques sont utilisables à l'échelle du bâtiment. Plusieurs systèmes de pompes à chaleur aérothermiques existent aujourd'hui. Dans le cas des PAC gaz à absorption, des modules de 40 kW sont disponibles. Cette technologie est donc plus adaptée pour des bâtiments collectifs ou des bâtiments d'activité.

5.2 LE POTENTIEL AEROTHERMIQUE LOCAL

Les pompes à chaleur aérothermiques gaz et électriques sont des systèmes adaptés pour la typologie de bâtiments présents sur la zone d'activités. Etant donné le climat rigoureux et l'importance des besoins en ECS sur le secteur, l'utilisation de pompes à chaleur gaz à absorption peut être plus pertinente, car la performance énergétique de ce système sera moins impactée que dans le cas de pompes à chaleur électriques.



Source : GRDF

6. La biomasse

La biomasse, c'est la fraction biodégradable des produits, déchets et résidus provenant de l'agriculture (substances animales et végétales), de la sylviculture et des industries connexes ainsi que la fraction biodégradable des déchets industriels et municipaux.

Le chauffage par la biomasse est un procédé en pleine expansion, qui permet de subvenir aux besoins en chaleur tout en valorisant des déchets de l'agriculture ou de la sylviculture. Ce procédé permet aussi d'avoir un bilan carbone nul, le carbone rejeté lors de la combustion ayant été absorbé par le végétal durant sa croissance. D'autre part, la valorisation de la biomasse agricole et forestière représente un enjeu économique pour les filières. Pour l'agriculture, c'est une occasion de diversification de l'activité vers les débouchés en biomatériaux et biocarburants. Pour la filière bois, c'est une opportunité de développer la mobilisation du bois en forêt, pour une utilisation énergétique ou dans la filière bois-matériaux. C'est en même temps un enjeu sociétal que de mieux mobiliser les énergies renouvelables.

Aujourd'hui, la biomasse est principalement valorisée sous la forme de bois de feu de cheminée : cette utilisation peu efficace du fait de son rendement de seulement 40% et de la pollution atmosphérique dégagée sont responsables de l'opposition courante de l'utilisation du bois énergie. Néanmoins, elle peut être valorisée de manière plus efficace pour :

- La production de chaleur, grâce à des systèmes de chaudières bois décentralisées, ou centralisées, alimentant un réseau de chaleur
- La production de chaleur et de d'électricité, à partir de systèmes de cogénération biomasse.

6.1 LE BOIS ENERGIE : CHAUFFERIE BOIS

✓ La ressource bois énergie :

La filière bois énergie concerne différentes natures de ressources en bois. Son gisement disponible repose sur les produits forestiers, les sous-produits de l'industrie du bois (sciures, copeaux, écorces...) et le broyat de bois de rebut (décliné en différentes catégories selon leur degré de propreté).

La valorisation de ces différents produits peut se faire sous la forme de bûches (appareil avec alimentation manuelle, type cheminée...), de plaquettes obtenues par déchetages des arbres, des branches ou tout autre sous-produit issu de l'industrie du bois (chaudières automatiques) et les granulés bois qui sont le produit d'une compression et d'une agglomération de sciure (poêles et les chaudières à alimentation automatique). Le coût de ces dernières est plus élevé que les autres combustibles mais leur pouvoir calorifique est meilleure du fait de leur plus grande densité et leur hygrométrie plus faible.

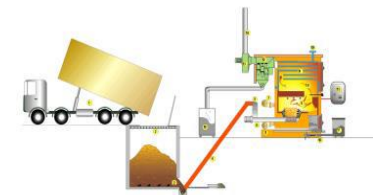
✓ Présentation de la technologie :

Il existe plusieurs échelles de mise en œuvre d'une chaufferie permettant de valoriser la biomasse issue de la filière bois énergie :

- Le bâtiment, une simple chaudière distribuant la chaleur dans les logements avec son unité de stockage propre. Cette solution offre une certaine indépendance mais implique la multiplicité des stockages et de la maintenance.
- Le quartier, la combustion du bois



Centrale biomasse à l'échelle d'un quartier



Fonctionnement d'une centrale biomasse

est faite dans une chaufferie collective. L'énergie est ensuite transportée vers les différents bâtiments via un réseau de chaleur urbain. La centralisation de la production permet une meilleure rentabilité de l'installation et facilite la question d'approvisionnement et de stockage.

La chaufferie biomasse fonctionne à partir de l'une des ressources identifiées précédemment. Une fois le bois énergie livré, il est convoyé par un système mécanique (transporteur à raclettes, vis sans fin,...) vers la chambre de combustion. Le combustible y est brûlé afin de chauffer de l'eau pour injecter dans un réseau de chaleur. Les cendres sont extraites mécaniquement vers un cendrier.

✓ Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Approvisionnement grâce à la filière locale (installation devant être implantée à proximité de la ressource)	Au-delà de 50 km de distance pour aller chercher le combustible, la solution est peu viable (monopolisation de la ressource, transport...)
Coût du combustible très bas (peu d'augmentation planifiée)	Approvisionnement en milieu urbain engendrant des nuisances supplémentaires (augmentation du nombre de camions). Le transport fluvial est difficilement réalisable du fait des difficultés de déchargement du combustible)
Aspect social et économique local : création d'emplois ou diversification des sources des revenus pour les agriculteurs (autre type d'énergie que le bois)	Investissement de la centrale important + nécessité d'intégrer un filtre (25% du coût en plus) pour les poussières + coût de la cheminée...

Atouts	Faiblesses
énergie)	
Bilan carbone nul	Rentabilité du réseau et de la construction de la centrale qu'à partir d'une certaine densité énergétique
Part des énergies renouvelables très haute (plus de 85%)	

✓ Coût global de la technologie :

Le coût d'investissement d'une chaufferie biomasse dépend essentiellement de la taille de la chaufferie, du réseau et des sous stations. Le ML de réseau coûte entre 600 et 800€ HT et chaque sous station à un coût d'investissement de 20 000€ HT. En moyenne, le coût de la chaufferie bois individuelle serait compris entre 800 et 600€ HT/kW biocombustibles,

La mise en place de réseau de chaleur est économiquement envisageable dès lors que :

- la densité thermique est suffisante (c'est-à-dire la quantité de chaleur transporté par mètre linéaire de réseau de chaleur) est supérieure à 3 MWh / ml de tranchée. Sur la ZAC de l'Epicentre, la longueur d'un réseau de chaleur est estimée à environ 2,2 km (longueur de tranchée), soit une densité énergétique de **0,8 MWh chaud / ml**.
- Il existe une certaine visibilité sur la programmation du projet : la réalisation d'un réseau de chaleur nécessite de mettre en place des équipements centralisés qu'il est difficile de faire évoluer dans le temps. Il est donc nécessaire d'avoir une connaissance assez fine des besoins du futur quartier pour être en capacité de dimensionner ces équipements.

Au coût d'investissement s'ajoute celui des combustibles : plaquettes industrielles entre 25 et 30€/MWh, granulés entre 25 et 36€/MWh et bois de rebut entre 7 et 13€/MWh. Bien que ces prix semblent beaucoup moins

importants que ceux pour une chaufferie gaz (55€ HT/MWh), les coûts d'exploitation des chaufferies biomasses sont plus conséquents (personnel d'exploitation plus nombreux, maintenance plus régulière...). Néanmoins, ces coûts sont moins soumis à l'évolution des prix.

✓Subventions 2016

Le fond de chaleur (engagement majeur du Grenelle de l'environnement) géré par l'Ademe permet de financer la mise en œuvre de systèmes pour la production de chaleur à partir des énergies renouvelables (destiné à habitat collectif, collectivité et entreprises). Cependant pour être éligible à cette aide, l'installation doit respecter certains critères qui sont :

- Etre une installation collective, industrielle ou agricole
- Avoir une production énergétique minimum (100 tep/an biomasse sortie chaudière)
- Avoir un système de traitement des fumées performant
- Assurer une performance énergétique et environnementale du projet
- Etre approvisionner partiellement ou totalement en plaquettes forestière
- Etre raccordé à un réseau d'une densité énergétique minimale de 1.5 MWh/ml/an

Cette aide est plafonnée selon la production de chaleur, pour les réseaux et sous stations, elle ne peut dépasser les 60%. Pour une installation comprise entre 0 et 250tep, l'aide est plafonnée à 1750€/tep, entre 250 et 500tep, à 1250€/tep, entre 500 et 1000tep et pour une installation > à 1 000tep à 300€/tep.

✓Tableau récapitulatif

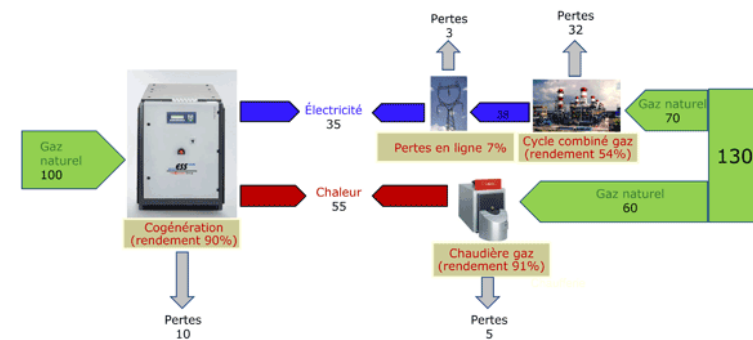
Technologie	Productivité annuelle (en kWh)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Chaufferie biomasse	1.3	1M€	8 à 10 ans	Très bon	50 ans	0.026

6.2 LE BOIS ENERGIE : COGENERATION

✓Présentation de la technologie :

Ce système permet à la fois de produire de la chaleur et de l'électricité. C'est une alternative intéressante à l'énergie solaire et éolienne. La chaleur issue de la combustion est utilisée pour le chauffage mais aussi, dans le cas de la cogénération, pour alimenter une turbine à vapeur qui va produire de l'électricité. Il existe des turbines à vapeur d'une puissance de quelques dizaines de kW à plusieurs centaines de MW, avec des vitesses de rotation allant de 5 000 à 15 000 tr/min et des rendements électriques de 12 à 20% pour les modèles à condensation. La quantité de combustible nécessaire pour les installations de puissance importante, pousse à diversifier les sources d'approvisionnement.

La production combinée de chaleur et d'électricité se révèle toujours plus efficace que des productions séparées. La production distribuée permet de s'affranchir des pertes du réseau de transport et de distribution (égales à 7% pour un système raccordé en basse tension), d'où un gain allant jusqu'à 30% en énergie primaire et en émissions de CO2 par rapport aux meilleures technologies de chauffage disponibles (chaudière condensation) et un appel au système centralisé électrique le plus efficace (centrales cycles combinés gaz).



Source : GRDF

L'utilisation de petite turbine possédant une puissance minimale s'apparente à la technologie de la micro-cogénération biomasse. Si actuellement, cette technologie est encore peu mature et présente des coûts d'investissement importants, elle représente une réelle opportunité pour le développement des énergies renouvelables.

Il existe 3 familles de cogénérations, permettant de délivrer des puissances électriques plus ou moins importantes et de s'adapter à une grande variété de projets. On parle de micro cogénération lorsque la puissance nominale est inférieure à 36 kWe et de mini cogénération lorsque celle-ci est comprise entre 36 et 250 kWe.



Il est à noter que les systèmes de mini et micro cogénérations peuvent être installés à l'échelle de bâtiments collectifs ou d'activités. En revanche, les systèmes de cogénération à moteur Stirling (éco générateur) sont plutôt utilisés à l'échelle individuelle (adaptée pour des maisons individuelles).

✓ Coût global de la technologie :

Les coûts d'investissement sont de l'ordre de 1,8 millions d'euros par MW électrique installé. Le temps de retour sur investissement couramment observé est de 8 à 10 ans.

Les coûts annuels d'exploitation sont généralement de l'ordre de 1 à 3% des coûts d'investissement pour les installations à contrepression et de l'ordre de 4 à 5% pour les ensembles à condensation.

✓ Subventions 2016

Les aides à l'investissement pour ce type d'installation sont allouées après une étude au cas par cas. Les aides de l'Ademe sont plafonnées à 30% sur le coût des travaux. En ce qui concerne la micro-cogénération, les aides sont du même ordre, 20% maximum du coût des travaux pour les aides de la région et 40% maximum du coût éligible pour le financement de l'Ademe (aides accordées ou non selon le degré d'innovations de l'opération, leur dimension de communication...)

Un tarif de rachat préférentiel pour l'électricité produite par un système de cogénération a été mis en place. Il est de l'ordre de 18c€/kWh dont 3c€ dépendent de la valorisation énergétique de l'installation. Le taux de valorisation de la chaleur produite est souvent déterminant pour la rentabilité d'un projet. Entre 30 et 35% de l'énergie primaire est valorisée en électricité, le reste est de l'énergie thermique.

✓ Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/T)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Cogénération	4.5	2M€	8 à 10 ans	Très bon	50 ans	0.026

6.3 LE POTENTIEL BOIS ENERGIE

Le gisement bois-énergie ne se compose pas seulement de la ressource forestière (boisement, taillis, rémanents d'exploitation...) mais également des sous-produits de l'industrie du bois (sciures, copeaux, écorces...), des bois de rebut non souillés (palettes, cagettes...) et des résidus d'élagage. Pour utiliser ces divers matériaux, une transformation est souvent nécessaire avant utilisation dans une chaudière.

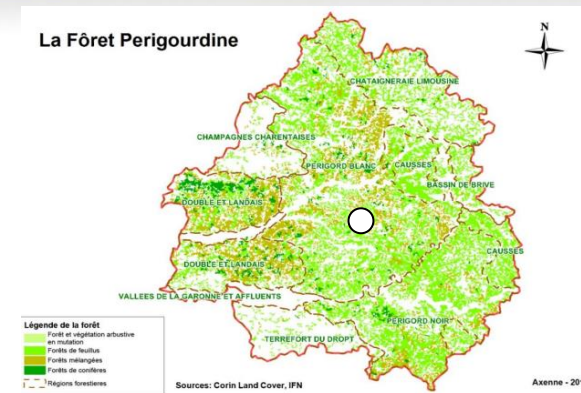
Le choix de valoriser la ressource biomasse doit se faire en tenant compte de la distance à parcourir pour aller la chercher. Les valeurs données pour déterminer la ressource seront donc représentatives de la ressource présente dans un rayon de 150 km autour du site et proviendront des informations disponibles à l'échelle régionale. Au-delà cette distance, les coûts et les émissions engendrées par le transport font de cette solution, une option non rentable et non viable économiquement et écologiquement. La problématique de la monopolisation de la ressource implique également la définition de ce périmètre restreint, afin de permettre aux installations prévues dans les communes contiguës à ces ressources de disposer d'une ressource de proximité.

Le bois énergie est considéré comme une énergie renouvelable, à condition que le stock prélevé chaque année soit reconstitué. Le bois énergie est donc **une énergie renouvelable mais limitée**. Elle doit donc être utilisée de manière efficace avec des systèmes performants. A ce titre, il peut être plus pertinent de développer le bois énergie grâce à un système collectif comme les réseaux de chaleur, car la mise en place de systèmes collectifs peut permettre d'utiliser des systèmes plus efficaces et de mieux gérer les contraintes (pollution atmosphérique liée à la combustion du bois, livraison de bois).

Une surface comprise entre 2000 et 4000 m² est nécessaire pour la mise en place de la chaufferie et le retournement des camions.

✓ Ressource forestière

La forêt périgourdine couvre près de la moitié de la surface départementale avec 398 000 ha, soit 43 % (source : Inventaire forestier national 2005-2009).



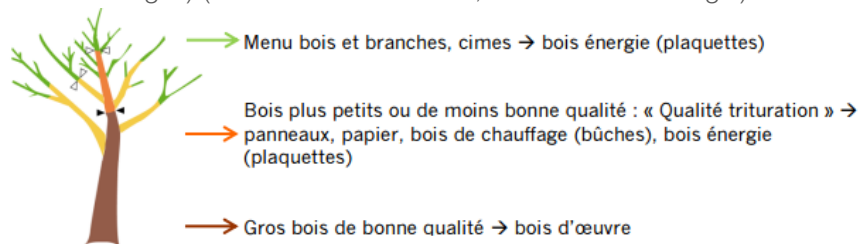
Carte de la forêt et des régions forestières sur le territoire, Source : Rapport sur le potentiel de développement des énergies renouvelables en Dordogne, 2013

Le département de la Dordogne a toujours connu une importante activité de récolte de bois. Il se situe parmi les premiers départements en France pour le volume de bois mobilisé. Ce volume même s'il est important reste très inférieur à la production brute annuelle de la forêt, c'est-à-dire au volume de bois produit chaque année par l'accroissement des arbres. On constate même un tassement progressif des volumes de bois mobilisés (d'après la statistique agricole), ce qui doit nous inciter collectivement à mobiliser plus et mieux, la récolte de bois étant un acte normal dans le cycle de la forêt.

La récolte de bois en Dordogne est source d'activités et d'emplois, on dénombre en effet de nombreuses entreprises d'exploitation forestière et d'entrepreneurs de travaux forestiers (bûcherons et débardeurs) qui constituent les principaux acteurs de la mobilisation. La diversité des peuplements forestiers présents en Dordogne fait que sur un même chantier forestier, on récolte souvent différents types de bois et différentes essences :

- le **bois d'œuvre** destiné principalement au sciage (gros bois de bonne qualité) ;

- le **bois d'industrie** ou de trituration, bois de petit diamètre destinés à la fabrication de pâte à papier ou de panneaux (bois plus petits de moins bonne qualité);
- le **bois énergie**, bois destinés à des usages énergétiques (bois de feu, bois pour la carbonisation, bois pour la fabrication de plaquette "énergie") (menu bois et branches, cimes → bois énergie).



Source : Rapport sur le potentiel de développement des énergies renouvelables en Dordogne, 2013

L'évaluation du gisement de la Dordogne a été réalisée à partir de l'étude « biomasse forestière, populicole et bocagère disponible pour l'énergie à l'horizon 2020 », menée par l'IFN, le FCBA et Solagro. Pour ramener les résultats régionaux au niveau du département, un ratio sur la surface de forêt a été utilisé. Le gisement brut identifié en Dordogne représente plus 2.5M de tonnes.

- Le bois énergie est une énergie renouvelable mais limitée et doit être utilisée de manière efficace avec des systèmes performants. Cependant, la densité énergétique sur la ZAC Epicentre est faible et la visibilité sur les réels besoins énergétiques et la date à laquelle les bâtiments seront construits restent faibles. La mise en place d'un réseau de chaleur bois est à ce stade écarté.

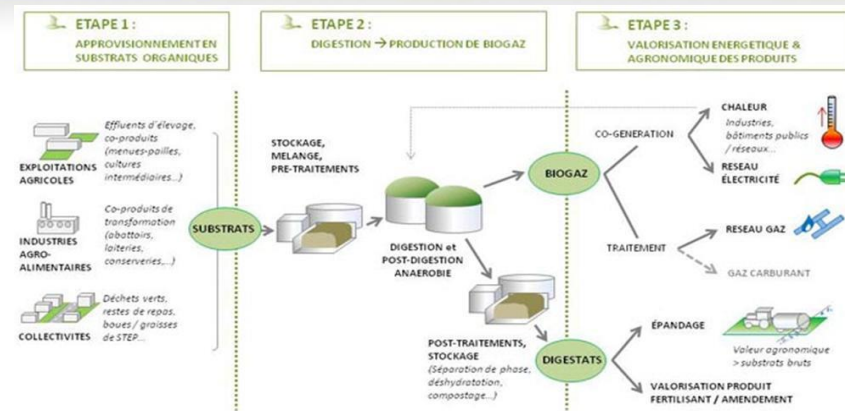
7. Le biogaz

La méthanisation (encore appelée digestion anaérobie) est une technologie basée sur la dégradation par des micro-organismes de la matière organique, en conditions contrôlées et en l'absence d'oxygène (réaction en milieu anaérobie, contrairement au compostage qui est une réaction aérobie). Cette dégradation aboutit à la production :

- d'un produit humide riche en matière organique partiellement stabilisée appelé digestat. Il est généralement envisagé le retour au sol du digestat après éventuellement une phase de maturation par compostage ;
- de biogaz, mélange gazeux saturé en eau à la sortie du digesteur et composé d'environ 50% à 70% de méthane (CH₄), de 20% à 50% de gaz carbonique (CO₂) et de quelques gaz traces (NH₃, N₂, H₂S). Le biogaz a un Pouvoir Calorifique Inférieur de 5 à 7 kWh/Nm³.

La méthanisation s'applique à différents types de déchets et sous-produits organiques présents localement:

- partie biodégradable des déchets ménagers
- biodéchets des industries agro alimentaires
- effluents d'élevage
- résidus de culture traditionnelle
- Boues de station d'épuration (la valorisation énergétique des boues de station d'épuration sera réglementairement possible d'ici quelques semaines)



Principe de la méthanisation

La valorisation énergétique du biogaz peut se faire de différentes manières :

- La production de chaleur : solution viable uniquement si une forte demande de chaleur à proximité du site est capable d'absorber la chaleur produite toute l'année (ceci, afin de limiter les coûts d'investissement et d'exploitation : réseau de chaleur, déperdition...)
- La production d'électricité
- La production de chaleur et d'électricité par cogénération (comme pour la biomasse)
- Une nouvelle valorisation, autorisée depuis 2003 par une directive européenne, est en train de se développer. Il s'agit de la production de biogaz issue d'installation de méthanisation, pour injection dans le réseau public de transport ou de distribution de gaz naturel.

La valorisation du digestat produit est essentiellement utilisée dans le domaine de l'agriculture : matière extraite en sortie du digesteur après fermentation et extraction du biogaz, le digestat possède des propriétés intéressantes (plus fluide, plus assimilable par les cultures, moins odorant...) lui permettant d'être utilisé directement comme fertilisant pour les terres agricoles.

7.1 LA METHANISATION SUR LES BOUES ET LES EFFLUENTS

✓Présentation de la technologie :

Une installation de méthanisation est composée principalement d'un équipement de séparation des impuretés, d'un mélangeur/malaxeur pour que la matière organique soit introduite de façon homogène dans le digesteur, du digesteur, d'un système de brassage, d'un système d'extraction et de pressage du digestat et d'un système de traitement, de stockage et de valorisation du digestat.

Le digesteur est un réacteur hermétique, imperméable à la lumière et maintenu à température constante (35°C pour les bactéries mésophiles ou 55°C pour les bactéries thermophiles) à laquelle la digestion anaérobie se produit. La digestion mésophile dure environ 30 à 40 jours, tandis que la digestion thermophile est plus rapide, durant une quinzaine de jours. Si la digestion thermophile est plus rapide et présente un meilleur rendement de méthanisation par tonne de matière digérée, les installations nécessaires sont plus coûteuses et plus délicates. Les coûts d'investissement rapportés à la puissance électrique sont toutefois très proches.

Echelle d'exploitation

Le biogaz produit peut être valorisé à l'échelle du quartier et même à une **échelle plus large (commune)** dès lorsqu'il est transformé en biométhane (biogaz épuré) et injecté dans le réseau de gaz naturel. L'intérêt de l'injection est de pouvoir utiliser une énergie renouvelable en utilisant un réseau de distribution déjà présent sur le territoire.

✓Atouts et contraintes de la technologie

Atouts	Faiblesses
Double valorisation organique et énergétique des sous-produits agricoles, effluents d'élevage et	Double valorisation organique et énergétique des sous-produits agricoles, effluents d'élevage et

Atouts	Faiblesses
boues d'épuration	boues d'épuration
Réduction des émissions de méthane, gaz à fort effet de serre	Réduction des émissions de méthane, gaz à fort effet de serre
Traitement locale des déchets organiques du territoire.	
Opportunité de revenus pour les agriculteurs (rachat de l'électricité et production d'une énergie renouvelable utilisable pour satisfaire les besoins de l'exploitation)	
Réduction du volume de boues et bilan de combustion nul	

✓Coût global de la technologie :

La méthanisation représente un investissement conséquent pour les agriculteurs. Les coûts à l'investissement sont de l'ordre de 850 à 1 000€/kWe pour une installation de 30kWe et d'environ 8 600kWe pour une installation de 100kWe. La rentabilité du projet dépend de la valorisation du biogaz (vente d'électricité, valorisation de la chaleur ou injection d'un biogaz épuré dans un réseau de distribution) et de la rémunération liée au traitement de déchets extérieurs. La pérennité et le montant de cette rémunération peuvent varier sous l'effet de la concurrence locale.

Les données économiques pour les unités de méthanisation fonctionnant avec les boues d'épuration sont peu nombreuses et disparates selon la capacité des unités (exprimée en équivalents-habitants et en €/Tonne de matière sèche) : Pour une capacité < à 10 000EH : 2 000 à 3000€/Tonne de

MS et pour les capacités > à 10 000EH : 500 à 3000€/Tonne de MS (Ademe).

✓Subventions 2016 :

La création d'une unité de méthanisation pourrait bénéficier du fond chaleur de l'Ademe ou bien encore du fond déchet (taux de soutien des investissements de l'ordre de 30%). Les études de faisabilité sont également cofinancées par l'Ademe à hauteur de 50 à 70% du coût global.

Dans le cas d'une production d'électricité, l'installation bénéficie d'une obligation d'achat ainsi que d'un tarif de rachat. Depuis juillet 2011, le tarif de rachat a connu une hausse de près de 50%, de 7,5 à 9c€/kWh il est passé de 11,19 à 13,37c€/kWh (selon la puissance électrique installée + prime pour la méthanisation des effluents comprise entre 0 et 2,6c€/kWh, variable selon le taux d'effluents et la puissance électrique installée + prime sur l'efficacité énergétique totale (0 à 4c/kWh selon les performances de la valorisation)).

En ce qui concerne le biogaz et depuis mai 2011, le tarif de rachat est compris entre 8,121 et 9,745c€/ kWh défini selon la puissance auquel s'ajoute une prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 à 4c/kWh.

✓Tableau récapitulatif

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/T)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Méthanisation	/	/	10 ans	Bon	>25 ans	0.4

7.2 LE POTENTIEL LOCAL DE METHANISATION

Les gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation en Aquitaine et notamment en Dordogne représentent une ressource non négligeable.

Les déchets d'élevage ainsi que les résidus de culture sont les principaux gisements (plus de 80%)

Etude de l'Ademe, 2013

- L'injection de biométhane pourrait permettre d'utiliser un gaz « vert » pour la ZAC Epicentre, mais aussi pour d'autres quartiers à proximité. Des études complémentaires sont nécessaires pour quantifier le potentiel de production ainsi que d'injection dans le réseau de gaz naturel.

8. La récupération de chaleur sur les eaux usées

8.1 LA RECUPERATION DE CHALEUR SUR LES EAUX NOIRES

✓Présentation de la technologie

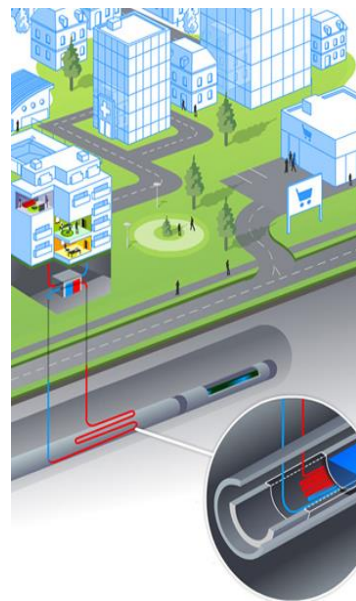
Les eaux usées ont des températures comprises entre 10 et 20°C. L'énergie qu'elles contiennent peut être valorisée grâce à une pompe à chaleur électrique ou gaz à absorption, de la même manière que la géothermie sur nappe.

Les calories sont récupérées via des échangeurs installés dans la canalisation d'eaux usées (schéma ci-contre).

Cette énergie est valorisable :

-**Par bâtiment** : il peut être envisagé d'utiliser l'énergie des eaux usées pour des gros bâtiments, très consommateurs. Les investissements pour la mise en place de l'échangeur dans la canalisation d'eaux usées étant lourds, ils doivent être rentabilisés par une forte consommation. Ce système est par exemple très adapté pour des piscines ou bâtiments tertiaires.

-**Pour un groupe de bâtiments** avec un réseau de chaleur: Il est possible d'imaginer un système centralisée pour lequel les calories des eaux



Principe de récupération de chaleur sur les eaux usées (degré bleu)

usées seraient valorisées grâce à une centrale de chauffe et distribuer vers les bâtiments grâce à un réseau de chaleur. Dans ce cas, il est nécessaire de disposer d'une densité énergétique suffisante.

✓Atouts et contraintes de la technologie :

Atouts	Faiblesses
Production locale et système réversible	Nécessite un débit minimum de 15l/s et un diamètre de canalisation d'au moins 80 cm
Ressource disponible et continue tout au long de l'année et investissement modéré	20 000 logements en amont sont nécessaires pour chauffer une cinquantaine de logements
Implantation facilitée dans le cadre d'opération neuve	
Faible consommation d'électricité et investissement modéré	
Adapté au milieu urbain dense	

✓Coût global de la technologie :

Le coût d'investissement d'une installation comme celle-ci est très dépendant des caractéristiques du secteur étudié. Les coûts sont donc donnés à titre d'exemple pour la couverture des besoins en ECS des immeubles de logements donc les besoins énergétiques sont estimés à 5 000MWh (2 500MWh/an soit 50% des besoins). Les conduites de diamètre 1 500mm sont équipées sur 135ml d'échangeurs (réseau à 13°C pour un débit de 100l/s):

- Coût d'investissement estimé à 1,2M€ (PAC et autres systèmes nécessaires inclus).
- Coût d'exploitation estimé à 334 000€ pour cette installation degrés bleus (combustible d'appoint nécessaire (gaz), électricité pour la PAC et les coûts de maintenance (chaufferie...) sont inclus)

✓ **Subvention 2016 :**

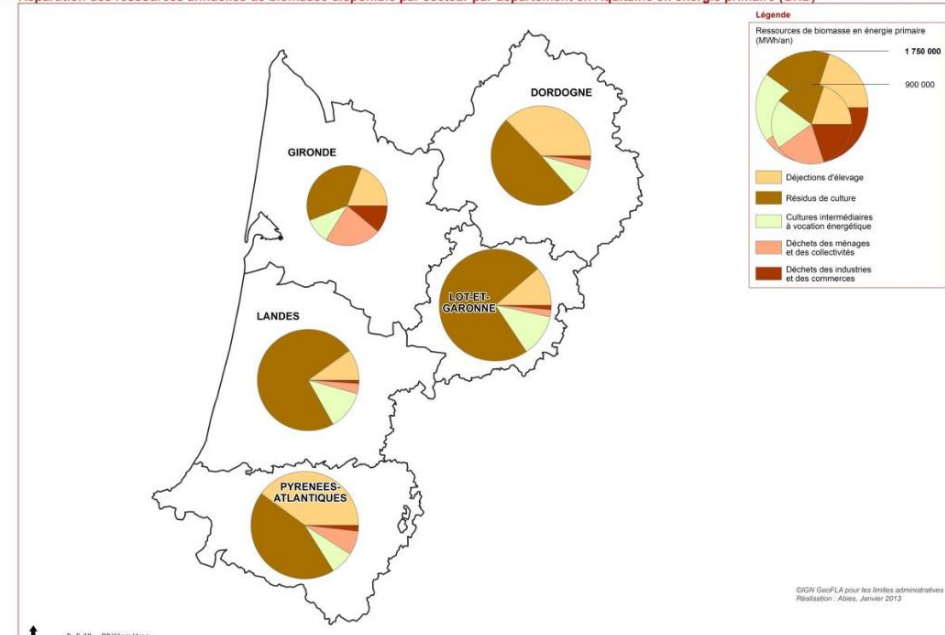
Aucune aide financière n'existe à ce jour en France pour ce type de technologie.

8.2 LE POTENTIEL LOCAL

Sur les canalisations d'eaux usées : dans le cas des systèmes de récupération des calories des eaux usées, la faisabilité technico-économique des projets est conditionnée par des exigences relatives aux canalisations (source de chaleur). L'identification du gisement local devra être admise lorsque le programme (constructions, positionnement des réseaux) sera affiné. Des études complémentaires sont nécessaires pour quantifier le potentiel de récupération de l'énergie des eaux usées.

Néanmoins, au regard du programme prévu, cette solution semble difficilement envisageable au vu du coût engendré pour le peu de m² réalisés.

Répartition des ressources annuelles de biomasse disponible par secteur par département en Aquitaine en énergie primaire (GND)



3. PRE-DIMENSIONNEMENT ET SCENARIOS

Présentation des différents scénarios

Dans une première approche et afin de ne pas multiplier les scénarios, 3 scénarios sont réalisées sur la base de l'analyse des besoins énergétiques et des ressources disponibles :

-**Scénario 1 - Décentralisé solaire** : dans ce scénario, l'accent est mis sur la valorisation de l'énergie solaire :

o Pour les logements collectifs et les hôtels : solaire thermique

o Pour les activités et commerces : solaire photovoltaïque + chaudières à condensation.

-**Scénario 2 – Décentralisé Electrique** : dans ce scénario, les solutions retenues sont des solutions uniquement électriques.

-**Scénario 3 – Mix énergétique** : dans ce scénario, un mix de solutions énergétiques est retenu pour mettre en avant des solutions plus innovantes (mini cogénération) et de production d'électricité (photovoltaïque). Si ces solutions sont aujourd'hui performantes, il est difficile de les généraliser compte tenu de leur coût d'investissement. Il est donc considéré dans ce scénarios plusieurs technologies décentralisées, permettant ainsi qu'avoir un mix de solutions performantes.

Le tableau suivant synthétise les systèmes énergétiques retenues pour chacun des scénarios.

		Scénario 1 : Gaz et Solaire thermique	Scénario 2 : Electrique	Scénario 3 : Performant
Logements collectifs	Chauffage	Chaudière à condensation gaz	Panneaux rayonnants	Mini cogénération
	ECS	Solaire thermique	Ballons électrique	
	Prod élec	-	-	
Activités (petites activités, commerces, autres activités)	Chauffage	Chaudière à condensation	PAC aérothermique	Chaudière à condensation
	ECS			Groupe froid
	Froid	Groupe froid	-	Groupe froid
	Prod élec	-	-	Solaire PV
Hôtels	Chauffage	Chaudière à condensation gaz	PAC aérothermique	Chaudière à condensation gaz
	ECS	Solaire thermique		Solaire thermique
	Froid	Groupe froid		Groupe froid
	Prod élec	-	-	-

4. COMPARAISON DE SCENARIOS ETUDIES PRECEDEMMENT

1. Hypothèses pour l'analyse comparative

✓ Analyse économique

L'analyse économique est réalisée d'un point de vue global. Les scénarios sont comparés selon le coût global moyen à l'échelle du quartier, exprimée en € TTC / MWh. Ce coût global prend en compte l'ensemble des coûts d'investissements et d'exploitation pour chacun des scénarios.

○ Investissements

Les coûts d'investissements prennent en compte l'ensemble des coûts des systèmes de productions. Pour le PV, on considère une surface totale de 1 200 m² de PV qui correspond à 2,5% de l'emprise au sol des locaux d'activités et de commerce.

○ Subventions mobilisables

Pour le solaire thermique collectif, des subventions sont mobilisables grâce au fonds chaleur.

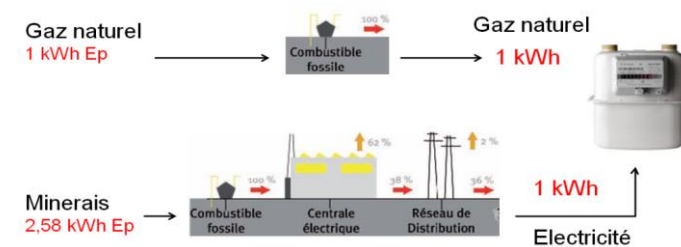
○ Coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation sont estimés en prenant en compte le coût de l'énergie (consommations et abonnement), les coûts de maintenance et les coûts de renouvellement des équipements. Les hypothèses de prix de l'énergie se basent sur les tarifs réglementés du gaz naturel et de l'électricité.

Pour le solaire photovoltaïque et la cogénération, il est considéré que l'électricité est revendue sur le réseau. Des recettes d'exploitation sont donc intégrées dans le bilan économique.

✓ Analyse environnementale

L'analyse environnementale compare les consommations d'énergie primaire des différents scénarios ainsi que les émissions de CO₂ générées.



Source : GRDF

2. Analyse comparative des différents scénarios

✓ Coûts d'investissements

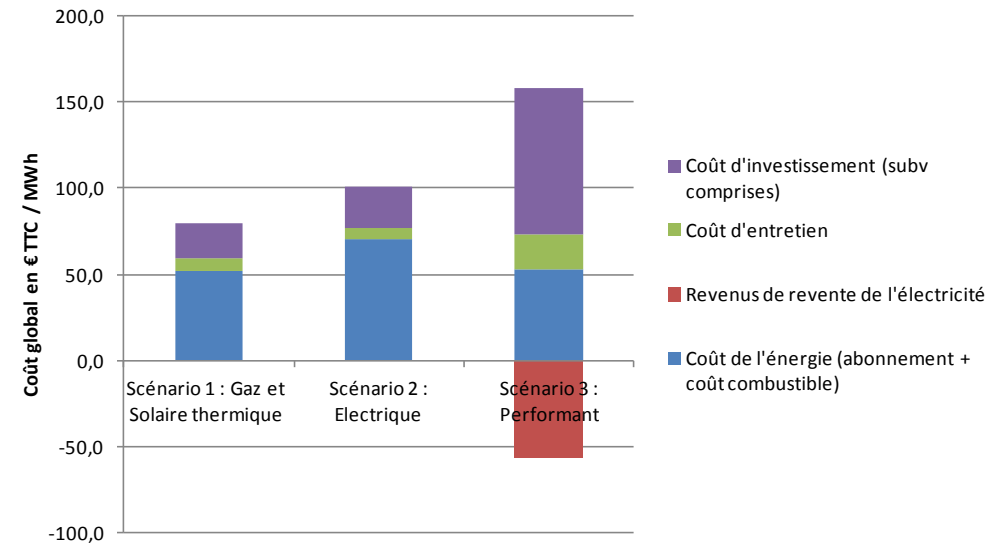
	Scénario 1 : Gaz et Solaire thermique	Scénario 2 : Electrique	Scénario 3 : Performant
Coût d'investissement en k€ (hors subventions)	1 207	932	5 134
Subventions mobilisables (en k€)	180	0	159
Coût d'investissement en k€ (subventions comprises)	1 027	932	4 975

✓ Coût global

	Scénario 1 : Gaz et Solaire thermique	Scénario 2 : Electrique	Scénario 3 : Performant
Coût global en € TTC / MWh	79	101	102

Le graphique ci-dessous présente la répartition des différents postes de coûts dans le coût global pour chaque scénario. Cette analyse met en avant les points suivants :

- Le **scénario 2 - électrique** présente le prix en coût global notamment du fait d'un prix de l'électricité important qui ne compense pas la performance des PAC aérothermiques électriques
- Dans le **cas du scénario 3**, le coût d'investissement plus important sur le solaire photovoltaïque et la mini cogénération est compensé par le prix de vente de l'électricité.



✓ Analyse environnementale

	Scénario 1 : Gaz et Solaire thermique	Scénario 2 : Electrique	Scénario 3 : Performant
Taux d'EnR	24%	19%	39%
Energie primaire consommée en m ² /an (kWh EP/m ² /an)	141	180	108

3. Conclusion

L'analyse comparative met en avant les points suivants

- Le scénario 1 - Solaire thermique est le scénario le plus pertinent d'un point de vue économique. Il permet aussi d'atteindre un niveau de performance environnemental acceptable avec un taux d'EnR de 24%.
- Le scénario Electrique (scénario 2) présente un coût global équivalent au scénario 3 -Performant. Malgré l'utilisation de système performant pour la production d'ECS et de chauffage, le coût de l'énergie reste important du fait du coût élevé du kWh électrique. Aussi, pour ce scénario la consommation d'énergie primaire est la plus élevée
- Si le scénario 3 présente le bilan environnemental le plus performant, et un coût global équivalent au scénario 2 électrique. Cependant, le coût d'investissement est important du fait du développement du solaire photovoltaïque et de systèmes de cogénération. Ce scénario semble plus difficile à mettre en place car il impliquera une adhésion forte des futurs acquéreurs de lot du projet.