

ÉTUDE D'IMPACT

EXTENSION DE LA ZAC DES ALOUETTES – AVORD (18)

even
CONSEIL



Communauté de communes de la Septaine

Étude de potentiel en énergies renouvelables

Septembre 2020

SOMMAIRE

1. DESCRIPTION ET CONTEXTE DU PROJET.....	3
1.1. CONTEXTE POLITIQUE.....	3
1.1.1. DES ENJEUX INTERNATIONAUX À INTÉGRER LOCALEMENT.....	3
1.1.2. UN CADRE RÉGLEMENTAIRE STRUCTURANT	3
AU NIVEAU RÉGIONAL.....	5
AU NIVEAU TERRITORIAL.....	8
1.2. DESCRIPTION DU PROJET	8
1.2.1. CONTEXTE	8
1.2.2. MOTIF DU PROJET.....	9
1.2.3. DESCRIPTION DU PROJET	10
1.3. LE CLIMAT.....	11
1.3.1. LES TEMPÉRATURES ET PRÉCIPITATIONS	12
1.3.2. LE VENT	13
1.3.3. ENSOLEILLEMENT	13
1.4. DESSERTE ÉNERGÉTIQUE ACTUELLE DU SITE.....	14
1.4.1. LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE ET GAZ.....	14
1.4.2. LES RÉSEAUX DE CHALEUR	14
1.4.3. PROGRAMMATION	14
1.5. LES BESOINS ÉNERGÉTIQUES ASSOCIÉS.....	14
1.5.1. DESCRIPTIF DES BESOINS ESTIMÉS	14
1.5.2. ESTIMATION DES BESOINS ÉNERGÉTIQUES	17
2. POTENTIEL DE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	19
2.1 L'ÉNERGIE SOLAIRE	19
2.1.1. SOLAIRE PASSIF	19
2.1.2. SOLAIRE THERMIQUE	20
2.1.3. LA CLIMATISATION SOLAIRE.....	22
2.1.4. LE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE.....	23
2.2 L'ÉNERGIE ÉOLIENNE	28
2.2.1. LE GRAND ÉOLIEN ET LE PETIT ÉOLIEN	28
2.1.2. L'ÉOLIEN URBAIN	29
2.1.3. POTENTIEL ÉOLIEN LOCAL	30
2.3 L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE	32
2.3.1. HAUTE ÉNERGIE.....	33
2.3.2. BASSE ÉNERGIE	33
2.3.3. TRÈS BASSE ÉNERGIE.....	33
2.4 LA BIOMASSE.....	38
2.4.1. LE GISEMENT BIOMASSE.....	38
2.4.2. BOIS-ÉNERGIE	39
2.4.3. LE BOIS ÉNERGIE – COGÉNÉRATION	40
2.5 LA RÉCUPÉRATION DE CHALEUR DES EAUX DOMESTIQUES.....	43
2.5.1. EAUX GRISES.....	43
2.5.2. EAUX USÉES	44
2.6 LES AUTRES TECHNOLOGIES EXISTANTES.....	46
2.6.1. LE BIOGAZ ET LES BIOCARBURANTS.....	46
2.6.2. AÉROTHERMIE	47
2.6.3. L'ÉNERGIE HYDROLIENNE	48
2.7 SYNTHÈSE.....	50
3. PRÉ-DIMENSIONNEMENT ET SCENARIOS	51
3.1. DÉFINITION DES SCENARIOS D'APPROVISIONNEMENT.....	51
3.2. HYPOTHÈSES POUR L'ANALYSE	51
3.2.1. DONNÉES ENVIRONNEMENTALES.....	52
3.2.2. DONNÉES ÉCONOMIQUES	52
3.3 ANALYSE ÉCONOMIQUE	54
3.3.1. SANS ÉVOLUTION DES COÛTS DE L'ÉNERGIE	54
3.3.2. AVEC ÉVOLUTION DES COÛTS DE L'ÉNERGIE	55
3.4. ANALYSE ENVIRONNEMENTALE.....	57
4. CONCLUSION	58

1. DESCRIPTION ET CONTEXTE DU PROJET

La présente « Étude du potentiel de développement des énergies renouvelables » a été réalisée conformément à l'art. L128-4 du Code de l'urbanisme.

1.1. CONTEXTE POLITIQUE

1.1.1. Des enjeux internationaux à intégrer localement

À 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. Ces 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 d'extension de la ZAC des Alouettes est à ce titre soumis à des exigences environnementales. Concerné notamment par le Grenelle de l'environnement à l'échelle nationale, il doit également répondre aux ambitions régionales et locales qui ont fait de la politique énergétique une politique prioritaire.

1.1.2. Un cadre réglementaire structurant

Source : DDT du Cher, DREAL Centre Val de Loire

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. À 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 2012, 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. La création de **la loi de transition énergétique pour la croissance verte** (TEPCV) le 17 août 2015 fixe, à présent, les derniers objectifs chiffrés de la France quant à la problématique climatique et énergétique. De cette loi découle toute la stratégie française actuelle sur ces thématiques.

La Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (TEPCV)

La loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 vise à permettre à la France de contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et de renforcer son indépendance énergétique, tout en garantissant un accès à l'énergie à des coûts compétitifs. Elle fixe des objectifs chiffrés et des moyens d'action pour mettre en œuvre l'Accord de Paris sur le climat du 12 décembre 2015. Plus spécifiquement dans le domaine du logement, de la construction et pour les territoires, elle porte l'ambition de :

- Réduire les émissions de gaz à effet de serre et la consommation énergétique du bâtiment ;
- Accélérer la rénovation énergétique des logements ;
- Lutter contre la précarité énergétique des ménages ;
- Favoriser le recours aux énergies renouvelables et aux matériaux durables pour la construction ;
- Renforcer le rôle des collectivités locales pour mobiliser leurs territoires et réaffirmer le rôle de chef de file de la région dans le domaine de l'efficacité énergétique.

	2020	2025	2030	2050
Art L.100-4-1.1 Emissions de GES			-40%/1990	-75%/1990 ("Facteur 4")
Art L.100-4-1.2 Consommation énergétique finale			-20%/2012	-50%/2012
Art L.100-4-1.3 Consommation énergétique primaire énergies fossiles			-30%/2012 *	
Art L.100-4-1.4 Part des énergies renouvelables/consommation finale brute	23%		32%	
Part des énergies renouvelables/production d'électricité			40%	
Part des énergies renouvelables/consommation finale de chaleur			38%	
Part des énergies renouvelables/consommation finale de carburant			15%	
Part des énergies renouvelables/consommation de gaz			10%	
Art L.100-4-1.5 Part du nucléaire dans la production d'électricité		50%		
Art L.100-4-1.6 Contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction fixés par le plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques				
Art L.100-4-1.7 Rénovation du parc immobilier niveau "BBC rénovation"				100%
Art L.100-4-1.8 Autonomie énergétique des départements d'outre mer			100%	
Part des énergies renouvelables dans la consommation finale	50%			
Art L.100-4-1.9 Production de chaleur et de froid renouvelable et de récupération par les réseaux de chaleur			*5	

Synthèse des objectifs Air, Énergie, Climat de la loi TEPCV (article L.100-4-1)

Le Plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PREPA)

Fixé par l'article 64 de la loi TEPCV, le PREPA est composé :

- Du décret n° 2017-949 du 10 mai 2017 fixant les objectifs de réductions à horizon 2020, 2025 et 2030 pour les cinq polluants visés (SO2, NOx, NH3, COVNM, PM2,5), conformément aux objectifs européens définis par la directive (UE) 2016/2284 sur la réduction des émissions nationales de certains polluants atmosphériques,
- De l'arrêté du 10 mai 2017 établissant le PREPA. Ce texte fixe les orientations et actions de réduction dans tous les secteurs pour la période 2017-2021.



POLLUANT	À partir de 2020	À partir de 2030
Dioxyde de soufre (SO ₂)	-55 %	-77 %
Oxydes d'azote (NOx)	-50 %	-69 %
Composés organiques volatils (COVNM)	-43 %	-52 %
Ammoniac (NH ₃)	-4 %	-13 %
Particules fines (PM _{2,5})	-27 %	-57 %

Objectifs du PREPA (Source : Ministère de la Transition Écologique et Solidaire)

La Stratégie nationale Bas-Carbone (SNBC)

La stratégie nationale Bas-Carbone (SNBC) présente les orientations stratégiques pour mettre en œuvre, dans tous les secteurs d'activité, la transition vers une économie bas-carbone et durable. Elle fixe des objectifs de réduction d'émissions de GES à l'échelle nationale :

- À court/moyen terme : réduction des émissions de -27% à l'horizon 2028 par rapport à 2013 ;
- À long terme à l'horizon 2050 : réduction des émissions de -75% par rapport à 1990.

Les Programmations Pluriannuelles de l'Énergie (PPE)

Créées par la loi TEPCV, les Programmations Pluriannuelles de l'Énergie (PPE) correspondent à des outils de pilotage en termes de politique énergétique. Elles expriment les orientations et priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire français afin d'atteindre les objectifs de la politique énergétique.

En déclinaison, le décret du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie fixe des objectifs ambitieux à l'horizon 2023, qui contribueront à :

- Augmenter de plus de 50 % la capacité installée des énergies renouvelables électriques par rapport à 2015.
- Doubler la puissance installée des éoliennes terrestres.
- Tripler la puissance installée du parc solaire photovoltaïque.
- Doubler la puissance installée pour la production d'électricité à partir de bois-énergie.
- Valoriser le potentiel de la France pour les énergies renouvelables en mer (EMR).
- Augmenter de plus de 50 % la production de chaleur renouvelable (à partir de biomasse, biogaz, géothermie, pompes à chaleur, solaire thermique) par rapport à 2014.
- Multiplier par trois la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux.
- Injecter dans le réseau de gaz 8 TéraWatt-heure de biogaz issu de la méthanisation, et soutenir le développement du bioGNV (gaz naturel véhicule) à hauteur de 20 % des consommations de GNV en 2023.

Divers documents cadres réalisés aux différentes échelles d'intervention ont été élaborés et viennent encadrer tout nouveau projet d'aménagement.

Au niveau régional

Le Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET)

Suite à la mise en place du nouveau découpage régional du territoire national de 2016, la loi portant sur la Nouvelle Organisation Territoriale de la République (Loi Notre) a mis en place un schéma de planification dont l'élaboration est confiée aux régions. Ce document, le Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires (SRADDET) a été adopté par le Conseil régional

Centre-Val de Loire en décembre 2019 et approuvé par le préfet le 4 février 2020. Document de référence pour l'aménagement du territoire régional, il fixe les orientations relatives à l'équilibre du territoire régional, aux transports, à l'énergie, à la biodiversité ou encore aux déchets. Ainsi, il absorbe plusieurs documents sectoriels existants dont le Schéma Régional Climat Air Énergie (SRCAE).

Plusieurs objectifs sont fixés à travers le SRADDET dans le cadre de la transition énergétique tels que :

- ⇒ Réduire la consommation énergétique finale du territoire régional de 43% en 2050 par rapport à 2014, soit une baisse spécifiquement dans le secteur de l'économie de -21% et dans le secteur des bâtiments de -41% conformément à l'objectif d'atteindre 100% de la consommation d'énergies couverte par la production régionale d'énergies renouvelables et de récupération en 2050.
- ⇒ Tendre vers une réduction de 50 % des émissions globales de gaz à effet de serre d'ici 2030, de 65 % d'ici 2040, de 85 % d'ici 2050 conformément à la loi énergie-climat.
- ⇒ Réduire de 100 % les émissions de gaz à effet de serre d'origine énergétique entre 2014 et 2050.

Ainsi, le projet d'extension de la ZAC des Alouettes doit s'inscrire dans une démarche visant à répondre aux objectifs globaux fixés par le SRADDET.

Le SRADDET est organisé autour d'objectifs et de règles : les règles précisent la manière de mettre en œuvre les objectifs en identifiant notamment les documents et les acteurs à mobiliser. Huit règles concernent les thématiques du climat, de l'air et de l'énergie :

- Règle 28 ▪ *« Faire vivre une instance partenariale de pilotage de la transition énergétique à l'échelle régionale »*
- Règle 29 ▪ *« Définir dans les plans et programmes des objectifs et une stratégie en matière de maîtrise de l'énergie (efficacité énergétique, sobriété énergétique) et de production et stockage d'énergies renouvelables et de récupération »*

- Règle 30 • « Renforcer la performance énergétique des bâtiments et favoriser l'écoconception des bâtiments »
- Règle 31 • « Articuler sur chaque territoire les dispositifs en faveur de la transition énergétique »
- Règle 32 • « Favoriser sur le parc bâti les installations individuelles et collectives d'énergies renouvelables et de récupération »
- Règle 33 • « Contribuer à la mise en œuvre de la stratégie régionale d'infrastructures d'avitaillement pour les véhicules légers, véhicules utilitaires légers et poids lourds à partir d'énergies renouvelables »
- Règle 34 • « Identifier l'impact et la vulnérabilité au changement climatique et définir une stratégie d'adaptation des territoires (eau, risques, confort thermique, agriculture, sylviculture) »
- Règle 35 • « Améliorer la qualité de l'air par la mise en place au niveau local d'actions de lutte contre les pollutions de l'air »

Le Schéma Régional du Climat, de l'Air et de l'Énergie de la région Centre (SRCAE).

Le SRCAE, élaboré conjointement par le préfet de Région et le Président du Conseil régional, a été approuvé le 28 juin 2012, avant d'être récemment intégré au SRADDET. Il fixait à l'horizon 2020 et 2050 les orientations permettant de limiter les effets du changement climatique. Il contenait notamment des objectifs chiffrés spécifiques à chaque secteur pour atteindre les objectifs du Facteur 4.

Les principales perspectives du SRCAE à l'horizon 2020 et 2050 étaient les suivantes:

- la construction de bâtiments qui ne consomment pas d'énergie en dehors de celle qu'ils produisent à travers des processus renouvelables ;
- la rénovation du bâti existant (réduction de 38% de la consommation énergétique de ce secteur) ;
- la modification des pratiques de mobilité en améliorant l'offre de transport (marche à pied, vélo, covoiturage, bus, train, tram...)
- la modification des modes de production afin qu'ils soient moins énergivores et émettent moins de GES ;

- le développement des énergies renouvelables en lien avec les spécificités de la région Centre ;
- la sensibilisation des habitants afin d'améliorer les habitudes de vie pour atteindre les enjeux de la transition énergétique.

Objectifs de production par type d'EnR

Les objectifs de production du SRCAE de la région Centre à l'horizon 2020 et 2050, pour chaque type de sources d'énergie renouvelables sont résumés dans le tableau ci-après. Le SRCAE visait ainsi une production d'énergie renouvelable multipliée par plus de 3 entre 2008 et 2020, puis doublée entre 2020 et 2050.

		En 2008	En 2020	En 2050
		Production en ktep	Production en ktep	Production en ktep
Biomasse	Bois-énergie	354	650	700
	Méthanisation	5	80	300
Éolien		54	560	900
Géothermie		5	120	600
Solaire	Thermique	1	23	100
	Photovoltaïque	0,1	25	200
Hydraulique		12	12	12
Total		434	1.470	Env. 2.800

Source : Annexe SRADDET Centre Val de Loire - SRCAE

Objectifs de consommation d'énergie

Les objectifs de consommation d'énergie pour le bâtiment, les transports et l'économie sont présentés ci-après. L'objectif global fixe une réduction de -22% de la consommation énergétique totale à l'horizon 2020 par rapport à 2008 avec un effort plus marqué pour le secteur du « bâtiment » qui regroupe le secteur résidentiel et tertiaire. D'ici 2050, le SRCAE visait une division de plus de la moitié de la consommation d'énergie de la région.

	En 2008	En 2020		En 2050
	Consommation en kteq	Consommation en kteq	Objectif de réduction en 2020 par rapport à 2008	Consommation en kteq
Bâtiment	2.926	2.080	-28,9%	800
Transports	2.127	1.730	-18,7%	1.500
Economie (industrie, traitement des déchets, agriculture)	1.361	1.190	-12,6%	800
Total	6.414	5.000	-22%	Env. 3.100

Source : Annexe SRADDET Centre Val de Loire - SRCAE

Les émissions de GES

En matière de réduction des émissions de GES à l’horizon 2020, un objectif global minimum a été fixé à -22,4%, représentant environ 18.150 kteqCO₂, pour un objectif maximum de -36,3%, soit environ 14.900 kteqCO₂. À l’horizon 2050, une division par 4 des émissions est visée (facteur 4).

	En 2008	En 2020		En 2050
	Emissions de GES en kteqCO ₂	Objectifs de réduction en 2020 par rapport à 2008	Emissions de GES en kteqCO ₂	Emissions de GES en kteqCO ₂
Bâtiment	5.746	Mini -38% Maxi -43%	3.562 3.275	600
Transports	6.629	Mini -20% Maxi -40%	5.303 3.977	2.000
Economie (industrie, traitement des déchets, agriculture)	10.920	Mini -15% Maxi -30%	9.282 7.644	3.200
Total	23.390	Mini -22,4% Maxi -36,3%	Env. 18.150 Env. 14.900	Env. 5.800

Source : Annexe SRADDET Centre Val de Loire - SRCAE

Le Schéma régional Éolien (SRE)

Ce document constituait jusqu’à présent une annexe du SRCAE. Il définissait les zones favorables au développement de l’éolien et mentionnait les enjeux et les contraintes régionales liées à ces dernières.

Le Plan Climat Énergie Régionale (PCER)

Ce plan a été approuvé par le Conseil régional le 16 décembre 2011. Il fixe les orientations fondamentales du développement durable du territoire. Pour chaque secteur, des objectifs ont été établis pour 2020, ils sont présentés dans le tableau ci-après.

	Infrastructures	Bâtiment Résidentiel	Bâtiment Tertiaire	Mobilité	Transport Merchandises	Agriculture	Industrie	Déchets	Total Ihes UTCE
Emissions GES teq CO ₂ (en 2006)	3 890 000	1 600 000	3 620 000	2 590 000	4 720 000	3 180 000	280 000		19 981 103
% production régionale 2006	20	8	18	13	24	16	1		100
Réduction d'ici 2020	45%	40%	40%	40%	20%	35%	30%		
Différence GES 2006-2020 en tonne éq CO ₂	1 750 500	640 000	1 448 000	1 036 000	944 000	1 123 000	84 000		
Emissions GES teq CO ₂ (en 2020)	2 139 500	960 000	2 172 000	1 554 000	3 776 000	2 067 000	196 000		12 864 500
2020 : en % de la production 2006	11,0	4,8	10,8	7,8	19,2	10,4	0,7		64,7

Source : PCER Centre

Des fiches actions sont proposées dans le PCER pour atteindre les objectifs suivants:

- Des bâtiments économes et autonomes en énergies ;
- Un territoire aménagé, qui optimise les déplacements et favorise les transports en commun et les modes doux ;
- Des activités économiques sobres et peu émettrices ;
- Informer, éduquer et investir dans la formation, la recherche et l’innovation ;
- Exploiter notre potentiel d’énergies renouvelables ;

- Plan climat Énergie de la collectivité Région Centre (Volet "Patrimoine et Service").

Le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR)

Il est élaboré par RTE (Réseau de transport d'électricité), en accord avec ERdF et après consultation des autorités organisatrices de la distribution concernée. Il est approuvé par le Préfet de région, le 20 juin 2013. Il recense tous les ouvrages nécessaires pour raccorder les énergies renouvelables, prévues dans le SRCAE.

Au niveau territorial

Les Plans Climat-Air-Énergie territoriaux (PCAET)

Des déclinaisons locales du PCER existent également et permettent d'encadrer cette thématique à l'échelle territoriale, il s'agit des **Plans Climat-Air-Énergie territoriaux (PCAET)**. Le PCAET est un outil d'animation et de coordination de la transition énergétique d'un territoire. Stratégique et opérationnel, il prend en compte l'ensemble de la problématique climat-air-énergie autour de plusieurs axes d'actions :

- la réduction des émissions de gaz à effets de serre (GES) ;
- l'adaptation au changement climatique ;
- la sobriété énergétique ;
- la qualité de l'air ;
- le développement des énergies renouvelables.

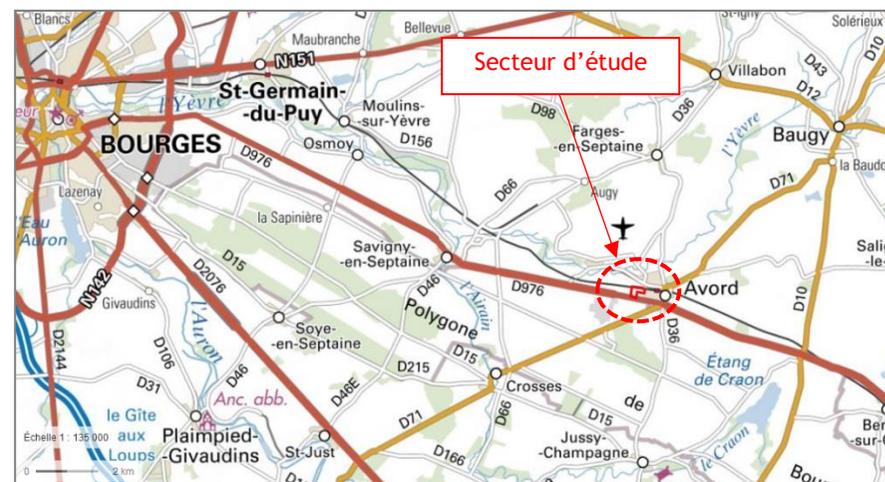
Les PCAET sont obligatoires pour les établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) à fiscalité propre de plus de 20 000 habitants existants au 1er janvier 2017. Dans le département du Cher, 3 EPCI doivent élaborer un PCAET : la communauté d'agglomération de Bourges Plus, la communauté de communes Terres du Haut Berry ainsi que la communauté de communes Vierzon Sologne Berry. La communauté de communes de la Septaine n'est pas concernée par un PCAET.

1.2. DESCRIPTION DU PROJET

1.2.1. Contexte

La ZAC des Alouettes, située au Sud-Ouest du bourg d'Avord, a été créée en 1993. Déclarée d'intérêt communautaire, cette zone d'activités est aujourd'hui entièrement occupée et nécessite la création d'une extension pour répondre aux besoins économiques locaux. Ce projet est porté par la Communauté de communes de la Septaine, propriétaire des parcelles concernées.

L'emprise du projet est délimitée au Sud par la RD 976 et au Nord par la voie ferrée. Le projet bénéficie ainsi d'une localisation préférentielle grâce à sa proximité avec la départementale. En venant de Bourges, le site constitue le premier plan de l'entrée sud-ouest du bourg. Sa localisation est renseignée dans les cartes ci-après.



Localisation de l'emprise projet (Source : Géoportail, 1/135 000)



Localisation de l'extension de la ZAC des Alouettes à Avord (Source : Géoportail)

Plus récemment, la zone a accueilli un supermarché sur une parcelle de près de 4 000 m² le long de la RD 976. Ce projet s'est accompagné de l'aménagement d'un giratoire sur la RD et de voiries desservant la zone d'activités. Ces infrastructures routières sont également prises en compte dans la présente étude. Ainsi, l'extension en elle-même s'étend sur un peu plus de 9 ha, toutefois en intégrant le giratoire et les voiries déjà réalisés pour desservir l'Intermarché (1ère tranche de travaux), l'ensemble du projet atteint les 10,33 ha.

Ce nouvel aménagement fait l'objet de la présente étude de potentiel en énergie renouvelable dans le cadre de la réalisation de son évaluation environnementale.



Aire d'étude restreinte

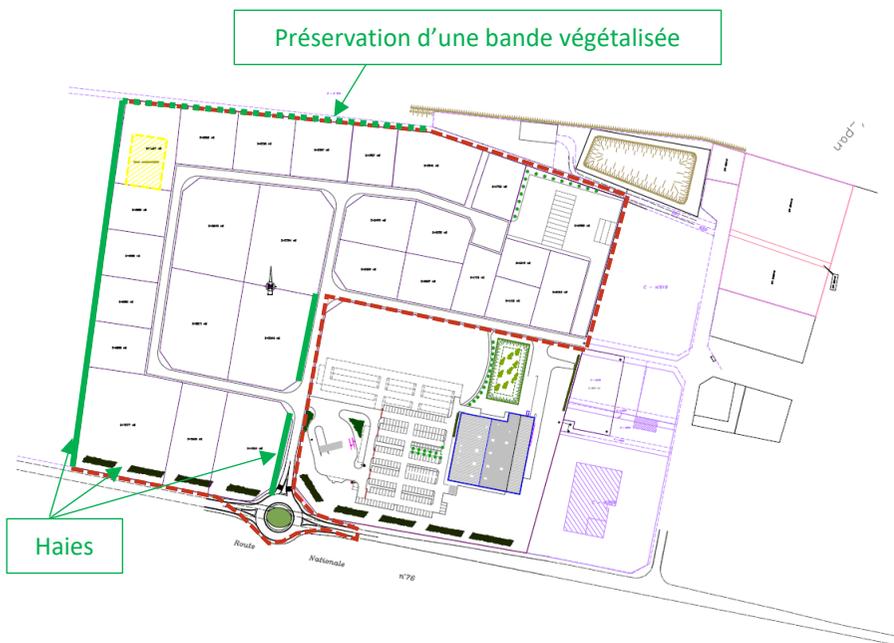
1.2.2. Motif du projet

La ZAC des Alouettes accueille aujourd'hui des entreprises de domaines variés (grande surface, entreprise de contrôle technique automobile, auto-école, fournisseur de systèmes de climatisation...). Son emplacement stratégique à proximité de la route départementale 976 lui confère une forte attractivité. Ainsi, grâce à son accessibilité et son rôle de vitrine, la ZAC des Alouettes est identifiée comme une zone à rayonnement intercommunal. Par conséquent, l'extension de 10,33 ha prévoit de répondre aux besoins économiques de la Communauté de communes de la Septaine.

Inscrite au sein du Plan Local d'Urbanisme intercommunal (PLUi) porté par la CC de la Septaine, la zone a pour ambition de redynamiser l'appareil commercial du pôle d'équilibre qu'est la commune d'Avord afin de faire bénéficier aux populations des communes rurales d'un accès aux commerces et services de proximité. De plus, la volonté de conforter les activités économiques d'Avord s'accorde avec la présence de la base militaire à proximité.

1.2.3. Description du projet

Les principes d'aménagement retenus pour l'extension de la ZAC des Alouettes répondent aux enjeux qui ont été mis en évidence au sein de la phase de diagnostic confrontés aux volontés politiques et aux besoins des entreprises. En effet, une des ambitions principales du projet est d'affirmer la vocation de la zone d'activités en tant que zone à rayonnement intercommunal et d'améliorer la qualité de services des communes rurales autour d'Avord. La zone d'activités accueillera essentiellement des commerces et de l'artisanat (hébergement, paysagiste,...) bien qu'à ce stade la nature exacte de ces activités reste encore inconnue.



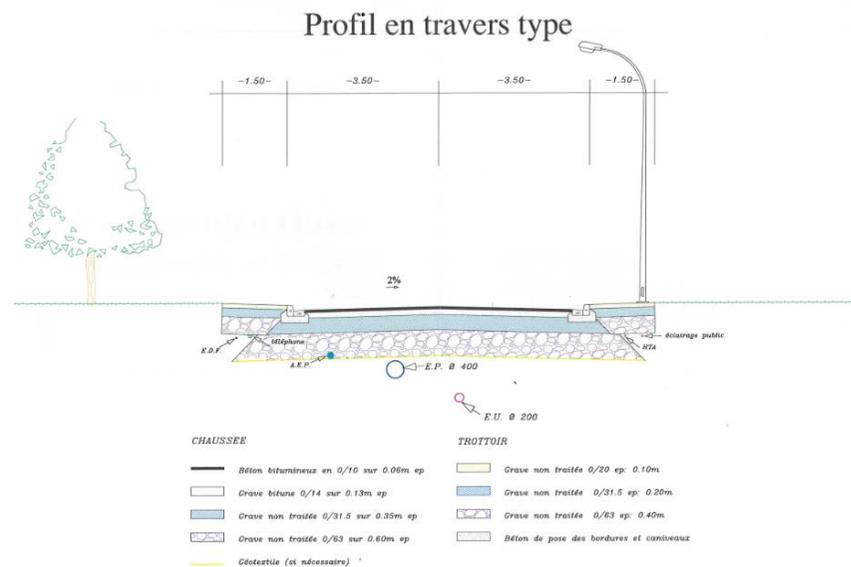
Plan projet de l'extension de la ZAC des Alouettes et de ses voies de desserte (Source : Cabinet GRAS)

Le projet d'extension de la ZAC des Alouettes prévoit à ce stade un découpage d'environ 26 lots (regroupement ultérieur envisageable) allant de 1 349 m² à 7 277 m².

Desserte sécurisée de l'extension

La desserte de la future extension de la zone d'activités se fera depuis le giratoire de la RD 976 récemment créé et de la voirie longeant l'Intermarché. Les lots seront ensuite tous desservis par une voirie interne avec à son extrémité une placette de retournement.

Un aménagement piéton de la ZAC est également intégré au projet avec la création de trottoirs en grave le long des voiries pour favoriser l'emploi des modes doux sur le site.



Echelle: 1/50

Profil de voirie (Source : Cabinet GRAS)

Un stationnement mutualisé et sécurisé

Un espace de stationnement mutualisé est également prévu au Nord-Est du site. Une partie sera destinée à l'accueil des véhicules légers et des vélos, tandis qu'une autre sera strictement réservée aux poids lourds. Cet aménagement a pour objectif de sécuriser la commune en limitant le stationnement de poids lourds au sein du bourg. Une aire de covoiturage sera également matérialisée au sein de cet espace.

Le revêtement utilisé sera adapté selon la destination des espaces de stationnement. Les matériaux perméables (de type pavés végétalisés) seront privilégiés, notamment pour la partie accueillant les véhicules légers. Au regard du degré de résistance de ce type de matériaux, ce choix ne sera probablement pas retenu pour le parking de poids lourd.

Une intégration paysagère qualitative

L'urbanisation de la ZAC des Alouettes a été réalisée progressivement, entraînant une disparité dans le traitement paysager et architectural. Ainsi au vu de sa position en entrée de ville, l'extension fera l'objet d'efforts paysagers plus développés que ceux réalisés dans le cadre de la zone d'activités actuelle. Le projet veillera à une bonne intégration paysagère du nouvel aménagement en garantissant une transition adaptée entre les espaces agricoles et le tissu urbain ou infrastructurel. La création d'espaces boisés est notamment envisagée afin d'éviter toute rupture visuelle, physique et écologique forte. L'implantation de haies arborées le long de la RD 976 et en limite Ouest permettront notamment une intégration qualitative du site. L'emploi d'essences végétales locales sera privilégié.

Pour une meilleure intégration du projet, le scénario retenu prend en considération la qualité urbaine, architecturale, paysagère et environnementale dans l'aménagement des différents lots.

Tout d'abord, le projet respectera les règles du PLUi qui fixent :

- L'implantation par rapport aux voies et aux emprises publiques ; le règlement impose un retrait d'au moins 5 mètres de l'alignement des voies ouvertes à la circulation automobile ;

- L'implantation par rapport aux limites séparatives ; les constructions doivent s'implanter à au moins 3 mètres des limites séparatives de manière à éviter que le type de constructions autorisées (équipement, activités) ne soit accolé ;
- La hauteur des constructions ; elle est fixée à 10 mètres à l'égout du toit avec un niveau de combles aménageables pour les bâtiments à usage d'équipements ou d'activités ;

Par ailleurs, la mise en place d'une charte environnementale et paysagère à destination des nouveaux acquéreurs permettra d'assurer une bonne intégration du projet dans le paysage et de favoriser la biodiversité au sein du site. Cette charte prévoira notamment :

- ⇒ D'imposer le maintien d'espaces perméables au sein de chaque lot grâce à la mise en place d'un coefficient de biotope de 30% dont 20% en pleine terre ;
- ⇒ De proposer un choix d'essences végétales locales à privilégier et une gestion écologique adaptée des lots ;
- ⇒ De réglementer les espaces de stockage en extérieur (mise en place d'éléments permettant leur dissimulation (structure adaptée, végétation...)) ;
- ⇒ D'inciter à la mise en place d'énergies renouvelables ;
- ⇒ D'encourager le recours à des matériaux à faibles impact carbone et au bioclimatisme ;
- ⇒ D'imposer un traitement des eaux de pluie à la parcelle grâce à la mise en place de dispositifs de type puisard afin que les eaux de toiture soient directement réinjectées dans le sol et non dans le réseau d'eaux pluviales.

1.3. LE CLIMAT

Source : Station météorologique Avord (Météo France) / Portraits du Cher - le milieu physique (DDT Cher, 2015)

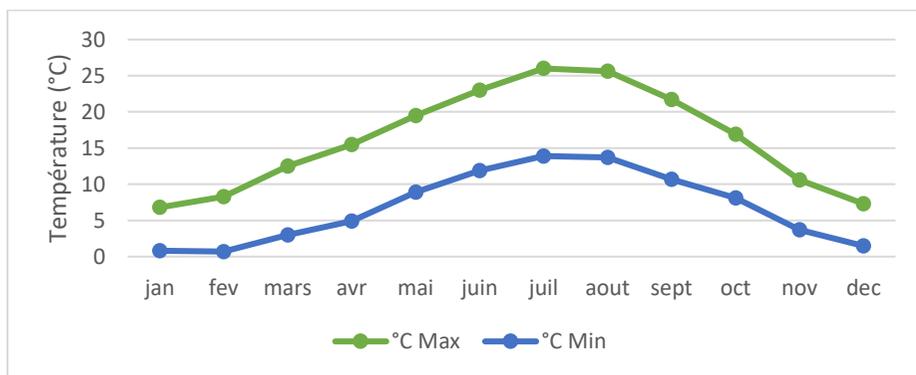
Positionné au sein de la région naturelle de la Champagne berrichonne, l'aire d'étude est soumise à un climat océanique tempéré, influencé par l'éloignement de

l’océan et la proximité des reliefs. L’influence continentale est assez peu marquée sur le territoire.

1.3.1. Les températures et précipitations

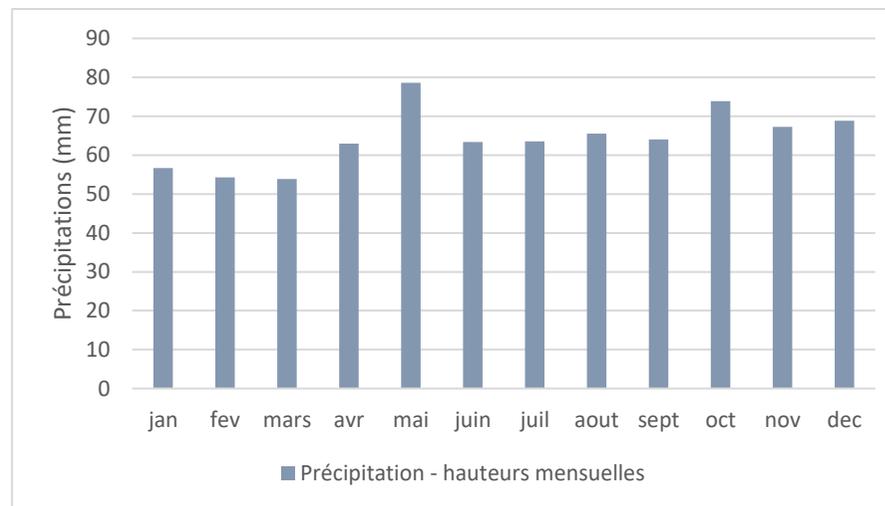
Le régime océanique induit des températures douces en hiver et peu excessives en été. Ainsi les normales de températures sur la période 1981-2010 indiquent :

- Une température maximale annuelle de 16.2 °C.
- Une température minimale annuelle de 6.9 °C.

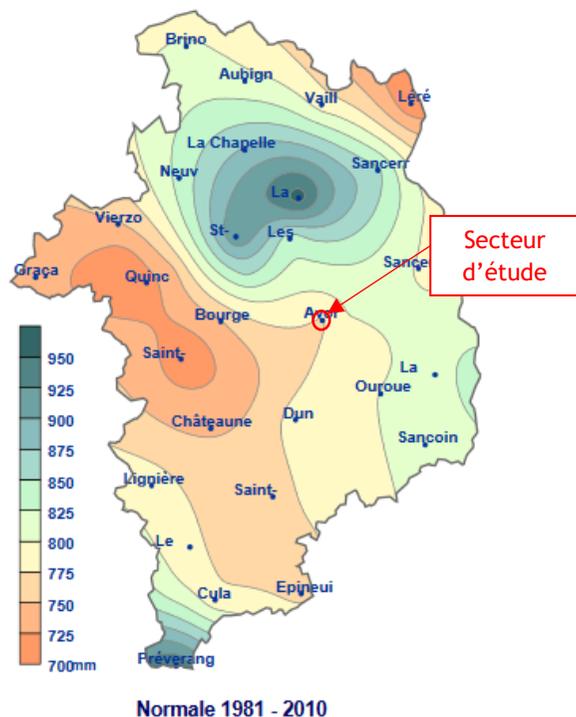


Normales de températures à la station météorologique d'Avord (Source : Météo France, 1981-2010)

Le secteur d’étude se caractérise par une répartition saisonnière des précipitations relativement homogènes même si les mois de mai et d’octobre sont un peu plus pluvieux que les autres mois.



Normales de précipitations à la station météorologique d'Avord (Source : Météo France, 1981-2010)

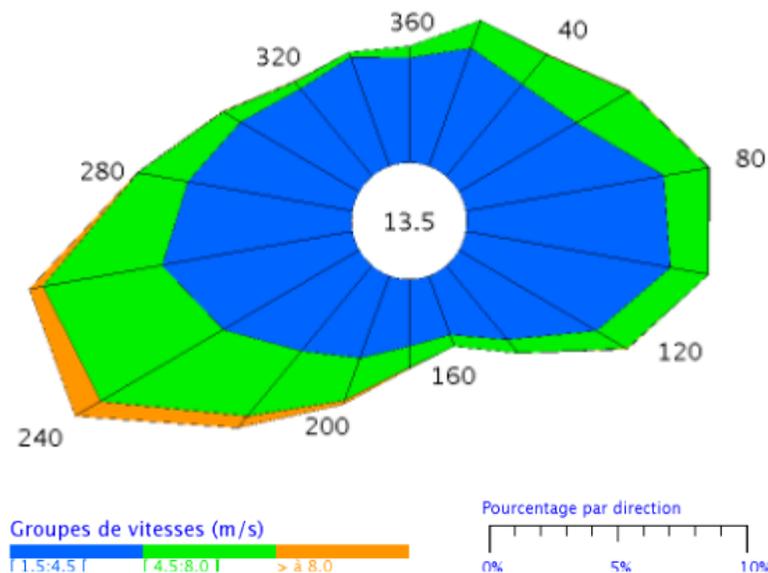


Isocontour des cumuls pluviométriques annuels (Source : Météo France Bourges)

Les normales annuelles de précipitations sont de 772,9 mm avec un nombre moyen de jours de précipitation de 120.

1.3.2. Le vent

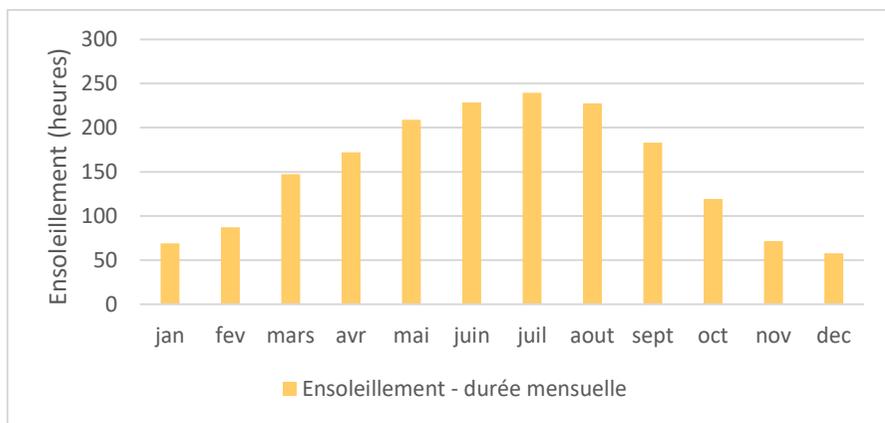
Les vents dominants sur le secteur d'étude sont principalement orientés vers l'ouest et le sud-ouest, apportant des précipitations. Parfois, des vents d'orientation nord-est et sud-est liés aux influences continentales sont observés, apportant un air froid et sec en hiver, chaud et sec en été.



Roses des vents de Bourges 2001-2010 (Source : Météo-France Bourges)

1.3.3. Ensoleillement

La durée moyenne d'ensoleillement sur le territoire est d'environ 1 800 h sur environ 70 jours de bon ensoleillement.



Normales d'ensoleillement à la station météorologique d'Avord (Source : Météo France, 1981-2010)

1.4. DESSERTE ÉNERGÉTIQUE ACTUELLE DU SITE

1.4.1. Le réseau électrique et gaz

Compte tenu de l'implantation du projet en périphérie du tissu urbain de la zone d'étude et en extension de la zone d'activités actuelle, des réseaux secs sont déjà présents (électricité, gaz, télécom ...) à proximité.

1.4.2. Les réseaux de chaleur

La ville d'Avord n'est pas, aujourd'hui, alimentée par un réseau de chaleur. Il n'existe donc aucun réseau de chaleur se trouvant à proximité de la zone du projet d'extension.

Les réseaux les plus proches du site sont localisés à Bourges et à Nevers.

1.4.3. Programmation

Le projet prévoit notamment l'installation d'activités artisanales et de services pour les usagers au sein de l'extension de la ZAC des Alouettes. Ainsi, des activités de type hébergement, restauration, artisanats, commerces et tertiaires pourront être implantées dans l'intention de compléter le panel de services au sein de la zone d'activité. **Toutefois à ce jour, les surfaces et les dimensionnements de ces aménagements n'ont toujours pas été arrêtés et la nature exacte des activités n'est pas encore connue. De ce fait, l'estimation des besoins énergétiques associés repose uniquement sur des hypothèses et nécessitera une réévaluation lorsqu'un projet plus avancé sera établi.**

Les hypothèses suivantes ont été posées pour réaliser cette étude :

- La surface de plancher des bâtiments correspond à 40% de la surface de chaque îlot soit une surface de plancher totale de 31 799 m²
- Les bâtiments possèdent 2 étages.
- L'occupation des bâtiments sera à des fins d'activités artisanales ou de commerces.

	SDP (EN M ²)
ACTIVITÉS/COMMERCES	31 799

Hypothèse de surfaces de plancher des bâtiments

1.5. LES BESOINS ÉNERGÉTIQUES ASSOCIÉS

1.5.1. Descriptif des besoins estimés

Les besoins estimés dans la présente étude seront calculés vis-à-vis de plusieurs usages :



Besoins de chauffage : il s'agit du chauffage des bâtiments construits. Le calcul se fera de façon à s'approcher au maximum de la réalité des besoins des futurs usagers.



Besoins d'eau chaude sanitaire (ECS) : ils correspondent aux besoins d'eau chaude sanitaire pour les bâtiments construits. Il sera estimé en fonction du taux d'occupation et notamment de la typologie du bâtiment.



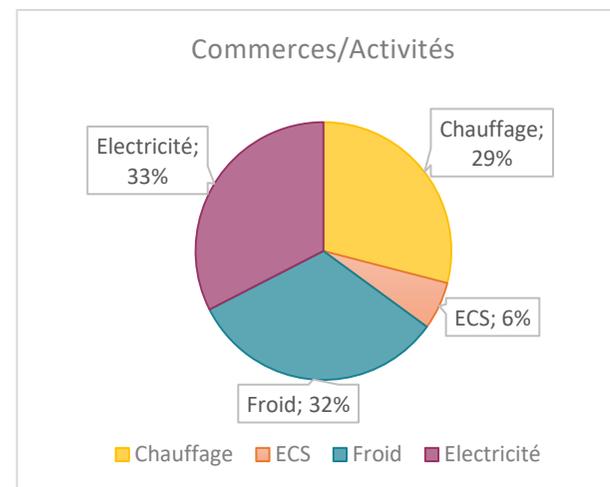
Besoins de froid : ils permettent d'étudier les besoins en refroidissement des bâtiments construits. Il s'agira ici de calculer, au même titre que le chauffage, un estimatif qui se rapproche au plus de la réalité.



Besoins d'électricité : ils correspondent aux besoins auxiliaires liés aux ensembles des postes ayant recours à une énergie électrique. Le calcul estimatif ne prendra pas seulement en compte les postes compris dans la Réglementation Thermique mais également les besoins électriques des différents appareils et équipements électroniques (électroménager, multimédia, etc.).

L'analyse de besoins sera étudiée suivant trois niveaux de performance énergétique pour la construction neuve afin de comparer les besoins à prendre en compte selon les niveaux de performance thermique du bâti.

En ce qui concerne la répartition de consommation énergétique, l'étude a utilisé des valeurs de référence existantes parmi l'une des typologies standards de bâtiments pour établir un postulat des besoins énergétiques associés au projet. Nous avons ainsi posé l'hypothèse suivante : les besoins énergétiques des activités de la ZAC peuvent être assimilés à ceux des commerces/activités.



Répartition hypothétique de la consommation énergétique pour les commerces/activités

Les trois niveaux de performance étudiés dans la présente étude seront les suivants :

→ Niveau réglementaire / RT 2012

Il correspond au niveau de performance minimal actuel, à titre de « calibrage bas » pour l'étude. Même s'il est réglementaire, il est déjà ambitieux par rapport à l'existant puisqu'il impose un niveau de consommation en énergie primaire inférieur de 50% par rapport à la précédente Réglementation Thermique RT 2005.

Le calcul des besoins des nouvelles constructions se base sur des ratios de besoins utiles par m² pour des constructions respectant la RT 2012. Ces ratios, présentés dans le tableau ci-dessous, ont été estimés :

- Sur la base des données climatiques du secteur ;
- Selon la nature des bâtiments ;
- Pour les différents usages de chauffage, de production d'ECS (Eau chaude sanitaire), de refroidissement et d'électricité

Ratios de répartition par usages de consommation :

	COMMERCES/ACTIVITÉS
CEP MAX RT 2012 (kWh/m ² /an)	140

RT 2012				
Besoins	Chauffage (en kWh/m ² /an)	ECS (en kWh/m ² /an)	Froid (en kWh/m ² /an)	Électricité (en kWh/m ² /an)
Commerces/activités	40,6	8,4	45,5	45,5

→ Niveaux ambitieux / RT 2012 -20%

Il se rapproche des exigences fixées par le niveau E2C1 (cf. tableau suivant) du référentiel Énergie + Carbone – pour les bâtiments neufs. Ce référentiel intègre des critères environnementaux qui complètent les exigences actuelles de performances énergétiques pour les projets de construction. Le référentiel a pour but de préparer la prochaine réglementation thermique RT 2020.

Il définit la performance du bâtiment à travers :

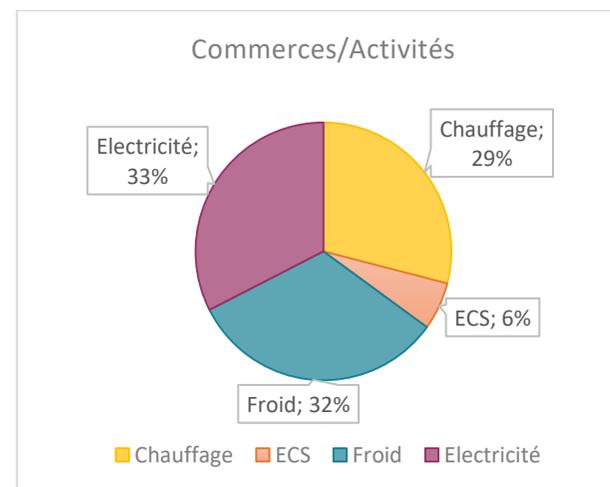
- L'évaluation son bilan énergétique sur l'ensemble des usages (bilan énergétique BEPOS) ;
- L'évaluation de ses émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble de son cycle de vie ainsi que pour les produits de construction et les équipements utilisés.

Les niveaux de performance possibles sont les suivants :

Niveaux de performance	Bilan énergétique		Emissions de GES	
	Energie 1 Energie 2 Energie 3 Energie 4		Carbone 1 Carbone 2	Empreinte carbone optimisée
	Bilan énergétique nul			

Les projets futurs devront mettre en œuvre un effort en termes d'efficacité énergétique du bâti et des systèmes et un recours significatif aux énergies renouvelables, qu'elles produisent de la chaleur ou de l'électricité renouvelable.

La conception optimisée des projets de construction permettra de réduire leur impact environnemental en limitant les consommations d'énergie grise.



Répartition hypothétique de la consommation énergétique pour les commerces/activités

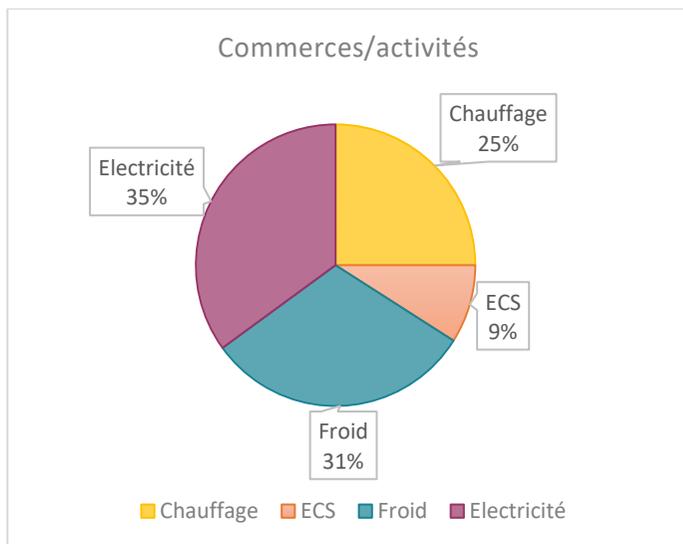
Ratios de répartition par usages de consommation :

	COMMERCES/ACTIVITÉS
CEP MAX RT 2012 -20% (kWh/m ² /an)	112

RT 2012 – 20%				
Besoins	Chauffage (en kWh/m ² /an)	ECS (en kWh/m ² /an)	Froid (en kWh/m ² /an)	Électricité (en kWh/m ² /an)
Commerces/activités	32,5	6,7	36,4	36,4

→ Niveau exemplaire / Bâtiments passifs

Il correspond à un niveau exemplaire en comparaison avec la réglementation en vigueur. Une performance thermique de niveau passif peut permettre de réduire les besoins énergétiques de 35 à 40 % par rapport au niveau réglementaire actuel RT 2012. Une construction respectant ce niveau d'exigence permet notamment de réduire le poste des besoins de consommation liés au chauffage.



Répartition hypothétique de la consommation énergétique en bâtiments passifs pour les commerces/activités

Ratios de répartition par usages de consommation :

	COMMERCES/ACTIVITÉS
CEP MAX PASSIF (kWh/m²/an)	91

PASSIF				
Besoins	Chauffage (en kWh/m²/an)	ECS (en kWh/m²/an)	Froid (en kWh/m²/an)	Électricité (en kWh/m²/an)
Commerces/activités	22,8	8,2	28,2	31,9

1.5.2. Estimation des besoins énergétiques

Sur la base des différentes hypothèses précisées précédemment à l'aide de ratios selon différents niveaux d'exigences de performance thermique, une estimation des besoins énergétiques à l'échelle du secteur peut être effectuée.

Ci-après les estimations des besoins énergétiques calculées selon les différents niveaux d'exigence énergétique.

→ Niveau réglementaire / RT 2012

RT 2012						
Besoins	SDP (m²)	Chauffage (en kWh/an)	ECS (en kWh/an)	Froid (en kWh/an)	Électricité (en kWh/an)	Besoins totaux (kWh/an)
Commerces/activités	31 799	1 291 039	267 112	1 446 855	1 446 855	4 451 860

→ Niveau ambitieux / RT 2012 - 20 %

RT 2012 – 20%						
Besoins	SDP (m²)	Chauffage (en kWh/an)	ECS (en kWh/an)	Froid (en kWh/an)	Électricité (en kWh/an)	Besoins totaux (kWh/an)
Commerces/activités	31 799	1 032 832	213 689	1 157 484	1 157 484	3 561 488

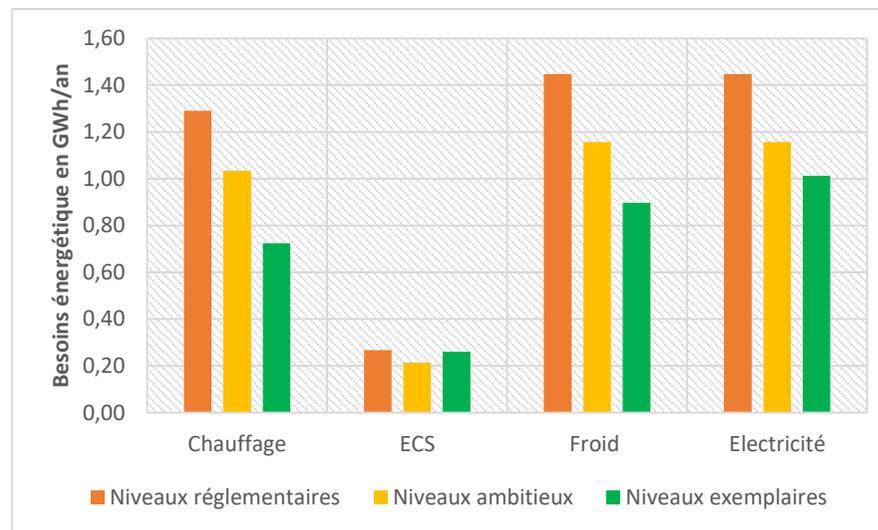
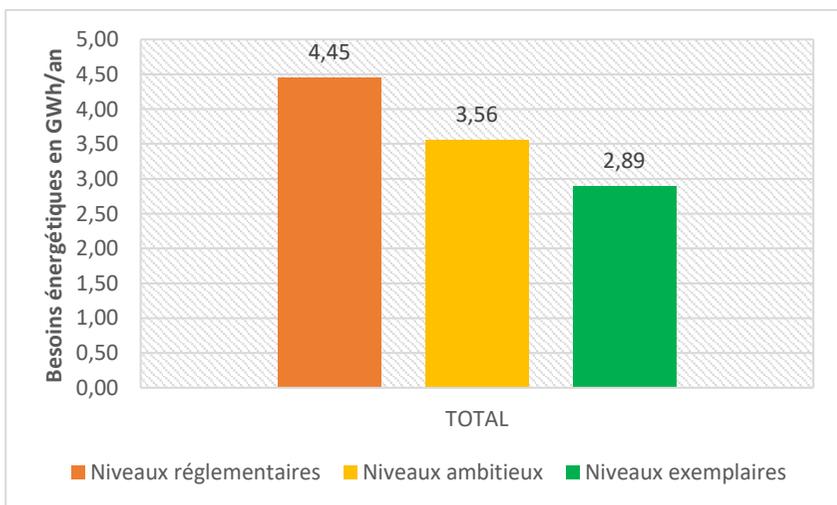
→ Niveau passif

PASSIF						
Besoins	SDP (m ²)	Chauffage (en kWh/an)	ECS (en kWh/an)	Froid (en kWh/an)	Électricité (en kWh/an)	Besoins totaux (kWh/an)
Commerces/activités	31 799	723 427	260 434	897 050	1 012 798	2 893 709

Analyse des besoins énergétiques nécessaires à destination des différents usages construits sur l’extension de la ZAC des Alouettes

Les besoins estimés les plus importants concernent l’électricité, les besoins en froid et le chauffage. Néanmoins, ces besoins peuvent fortement varier selon la nature des activités des futures entreprises.

Comparaison des besoins énergétiques par usages de consommation selon les ambitions de performance

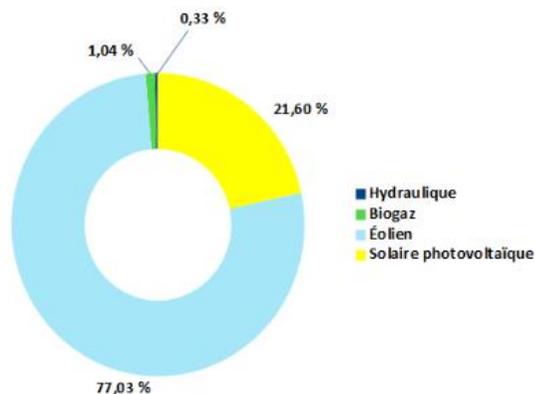


Besoins énergétiques selon les niveaux d'exigence énergétique

Sur la base de ces hypothèses, les besoins totaux en énergie de l’opération d’extension de la ZAC des Alouettes seront compris entre 2,89 et 4,45 GWh/an. Dans le cadre de cette étude, un niveau de performance ambitieux (RT 2012 -20%) sera étudié au sein des différents scénarios proposés par la suite. L’objectif est de de s’inscrire dans une démarche de développement durable et en concordance avec les objectifs de la prochaine réglementation thermique (RT 2020).

2. POTENTIEL DE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Dans le département du Cher, la source d'énergie renouvelable principale est fournie pour plus de $\frac{3}{4}$ par l'éolien terrestre (77 %) suivi par le solaire photovoltaïque (21%) puis le biogaz (1 %) et enfin l'hydraulique (0.3 %).



La production d'énergie renouvelable dans le Cher au 30/06/2016

(Source : MEDDE-SoeS, Données locales relatives aux installations de production d'électricité renouvelable bénéficiant d'une obligation d'achat - année 2016)

Cette partie détaille les principales sources d'énergies renouvelables existantes et leur potentiel de développement vis-à-vis du projet.

2.1 L'ÉNERGIE SOLAIRE

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

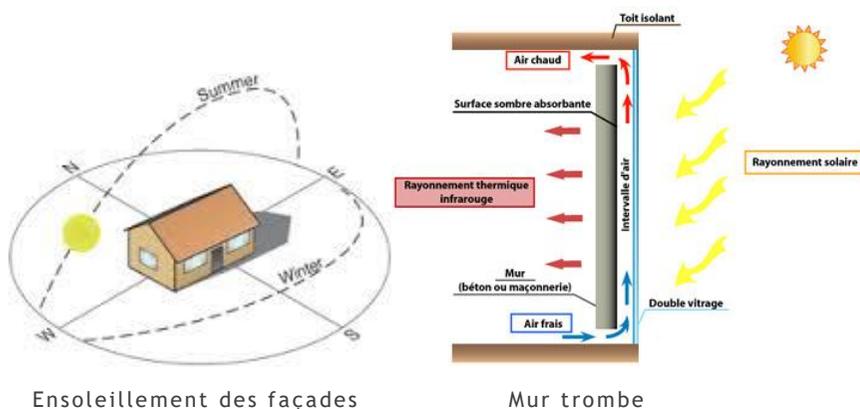
- La conception adaptée des bâtiments, qui permet d'exploiter au mieux les apports solaires pour couvrir les besoins de chauffage ;
- Les panneaux solaires thermiques peuvent être utilisés pour la production d'eau chaude sanitaire, pour le chauffage des constructions ou encore pour la production de froid. 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.

2.1.1. Solaire passif

Le solaire passif regroupe les solutions, essentiellement constructives, qui utilisent passivement l'énergie du soleil pour le chauffage des locaux en hiver. Quel que soit la conception des bâtiments, ces derniers bénéficient d'une part de solaire passif, le tout étant d'optimiser l'apport de solaire passif pour en retirer le plus de bénéfice. Afin que le recours à ce solaire passif soit pertinent, il faut pouvoir en bénéficier en hiver mais s'en prémunir en été pour éviter les surchauffes dans le bâtiment et donc des consommations de rafraîchissement plus importantes.

La démarche d'utilisation de l'énergie solaire passive peut être décrite en plusieurs étapes :

- Recul suffisant entre les bâtiments ou partie du bâtiment lui-même (patios) pour permettre un accès au soleil jusqu'aux façades des étages bas ;
- Ouverture de la façade au Sud, Est et Ouest pour profiter au maximum des apports solaires passifs par les surfaces vitrées ou grâce à des dispositifs comme un mur trombe.

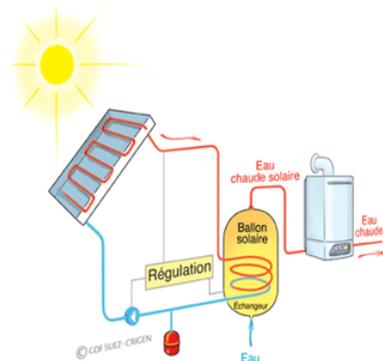


Ces techniques de constructions sont uniquement des optimisations de la conception et n'engendrent aucun surcoût particulier à l'échelle d'un projet.

2.1.2. Solaire thermique

PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT

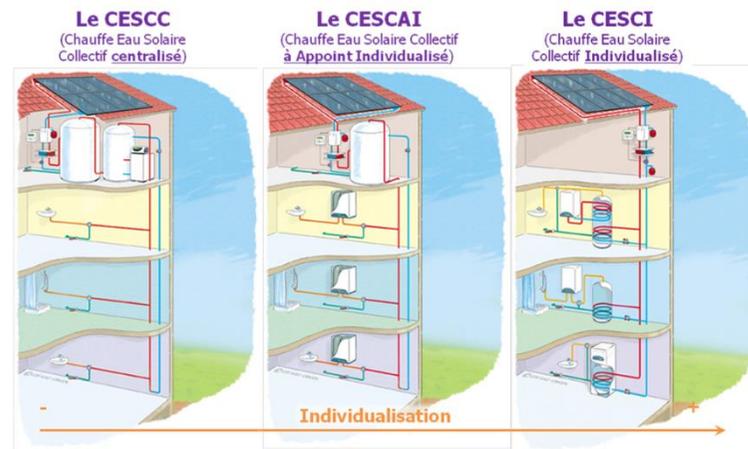
Le principe de fonctionnement du solaire thermique consiste à utiliser l'énergie provenant du rayonnement solaire pour la convertir en énergie thermique. Il permet de récupérer l'énergie solaire grâce à un fluide caloporteur qui circule dans les capteurs. Par l'intermédiaire d'un échangeur thermique, 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.



ÉCHELLE 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 les logements, ou pour certains équipements publics (crèches, hôpitaux, etc.). Diverses solutions techniques existent aujourd'hui que ce soit pour les maisons individuelles ou les logements collectifs :

- Pour les maisons individuelles : Des systèmes de production solaire optimisés sont disponibles. Ces systèmes présentent une efficacité comparable à un système de production solaire classique (jusqu'à 50% de couverture des besoins d'ECS), mais présentent moins de contraintes techniques et économiques : surface de panneaux solaire et taille du ballon de stockage réduite, et par conséquent coût d'investissement plus faible (3 000 à 3 500 euros posé fourni).
- 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.



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

Les coûts d'installations de dispositifs de type moquette solaire sont d'environ 650 €HT/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 forfaitaires et ne dépendent pas réellement de la puissance installée.

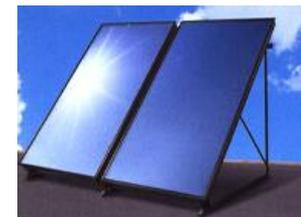
SUBVENTIONS

L'ADEME (Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) 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 11 630 kWh. 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 :

- Du logement collectif (LC) et par extension, tout hébergement permanent ou de longue durée avec des besoins similaires en ECS (secteur hospitalier et sanitaire, structures d'accueil, maisons de retraite, ...).
- Des secteurs Tertiaire, Industrie et Agriculture (TIA) comprenant les établissements ayant des usages ECS durant toute l'année : campings utilisés au-delà des seuls mois de juillet et août, les piscines à usage collectif, les restaurants, les cantines d'entreprises, les activités agricoles

(laiteries, fromageries, ...) et les processus industriels consommateurs d'eau chaude.

- Des opérations couplées à des Réseaux de Chaleur dont la surface solaire est inférieure ou égale à 1500 m², afin de contribuer à l'objectif d'atteindre une alimentation globale couverte par au minimum 65 % d'EnR, et dont la contribution solaire est inférieure à 20%.



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, ainsi que la mise en place systématique d'une procédure de monitoring de l'installation.

D'autres aides existent également : différentes réductions en provenance de l'État (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.

Contrats d'Objectif Territorial Énergies Renouvelables (COT EnR)

Dans l'optique du développement des énergies renouvelables sur le territoire, la région Centre et l'ADEME proposent d'établir des Contrats d'Objectif Territorial Énergies Renouvelables (COT EnR). Le COT EnR est un programme de développement des énergies renouvelables à l'échelle d'un territoire concernant la production de chaleur à partir :

- du Bois énergie – Biomasse ;
- de la Géothermie assistée par pompes à chaleur (sur nappes, sur sondes, sur eaux usées)
- de l'Énergie solaire thermique ;
- de la Chaleur fatale ;

- de la création ou l’extension de réseau de chaleur associé à ces énergies renouvelables.

Il est porté par une structure publique dont le périmètre d’action couvre ce territoire. Le contrat de développement territorial des EnR permet notamment un soutien financier.

Dans le département du Cher on distingue 2 COT EnR :

- 1 COT EnR dans le sud des départements du Cher et l’Indre: il comprend le Pays Berry Saint-Amandois et le Pays de la Châtre en Berry ;
- 1 COT EnR à l’étude pour le Pays de Bourges et le Pays de Vierzon.

SYNTHÈSE

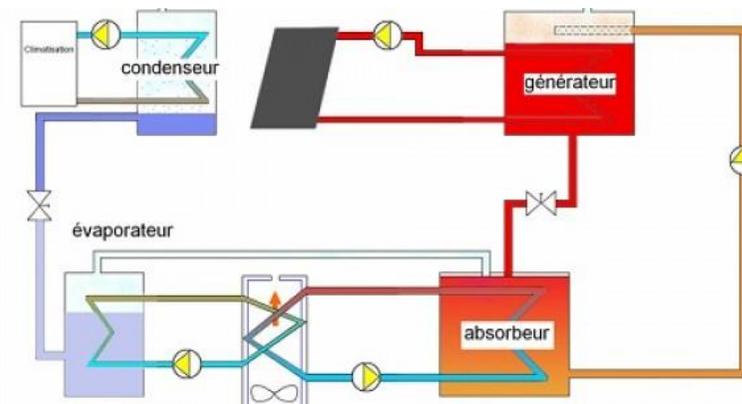
Atouts	Faiblesses
Valorisation de l’énergie solaire (ressource gratuite, renouvelable et inépuisable)	Système seulement adapté aux bâtiments ayant des besoins importants en ECS
Système fiable nécessitant peu de maintenance	Oblige la solarisation des toitures
Fonctionnement n’émettant aucune nuisance sonore et aucun polluant	Nécessite un système d’appoint)
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	

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

2.1.3. La climatisation solaire

PRÉSENTATION DE LA TECHNOLOGIE

La climatisation solaire peut être utilisée pour des bâtiments tertiaires dès lors que la conception implique la mise en œuvre d’un système de rafraîchissement.



Principe de fonctionnement de la climatisation solaire

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.

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 avec des capteurs.

SUBVENTIONS

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.

SYNTHÈSE

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%	

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)
Climatisation solaire	100	1 500 €	10 à 15 ans	Très mauvais	30 ans	0.18

POTENTIEL DU SOLAIRE THERMIQUE SUR LE SITE

Le territoire ne présente pas un potentiel solaire exceptionnel, mais toutes les opportunités domestiques d'utilisation du solaire thermique doivent être favorisées. La production d'ECS solaire est une technologie éprouvée, fiable et permettant de faire des économies d'énergie non négligeable. Cependant, les besoins potentiels des futurs bâtiments de la ZAC des Alouettes en eau chaude sanitaire seront très limités. Ainsi, il n'est pas pertinent d'installer des panneaux solaires thermiques dans le cadre du projet.

Pour ce qui est de la climatisation solaire, le gisement disponible paraît suffisant. De plus, les besoins en climatisation des futurs aménagements du projet sont en adéquation avec ce système. En revanche, cette technologie est encore peu développée et malgré des économies certaines sur le poste froid, on ne peut pas encore parler de rentabilité.

L'énergie solaire thermique pour la production d'ECS est peu adaptée aux activités prévues sur le site, présentant à priori peu de besoins en eau chaude sanitaire.

2.1.4. Le solaire photovoltaïque

PRÉSENTATION DE LA TECHNOLOGIE

Le solaire photovoltaïque utilise le rayonnement solaire pour produire de l'électricité. La production peut être soit utilisée pour couvrir directement une

partie des 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 pertinente étant donné que les systèmes autonomes sont plus rentables dans le cas d'habitations isolées (rentabilité supérieure lorsque l'électricité est réinjectée dans le réseau).

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 durée de vie importante (plus de 35 ans). Ils présentent l'avantage de pouvoir être produits à partir du recyclage de déchets électroniques.
- Les modules solaires amorphes : ces modules ont un avenir prometteur car ils peuvent être souples et ont une meilleure production lorsque l'ensoleillement est faible. Le silicium amorphe possède un rendement divisé moindre par rapport aux systèmes cristallins (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.



Module solaire polycristallin



Module solaire amorphe



Module solaire couche mince

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. À titre indicatif, les coûts donnés par l'ADEME se situent dans les tranches suivantes :

- entre 2,7 et 3,7 euros HT/W pour des systèmes de puissance nominale inférieure à 10 kW, selon le niveau d'intégration au bâtiment des modules ;
- de l'ordre de 2 euros HT/W pour un système de moyenne puissance supérieure à 36 kW, installé sur une grande surface de toiture (toitures commerciales, industrielles, agricoles) ;
- de l'ordre de 1,6 euros HT/W pour une centrale au sol de puissance supérieure à 1 MW.

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...).

À titre d'exemple, la maintenance d'une installation d'environ 200 kWc (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) 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 arrêté relatif au tarif d'achat de l'énergie photovoltaïque a été examiné le 1er juillet 2012 par la Commission de Régulation de l'Énergie instituant le réajustement (à la baisse) du tarif chaque trimestre en fonction du volume de projets déposés durant le trimestre passé.

TARIF DE RACHAT

Les tarifs applicables pour les installations sur toiture dépendent de la puissance crête et du degré d'intégration au bâti des installations. Ils sont indexés chaque trimestre selon le volume de projets entrés en file d'attente au trimestre précédent.

Au-delà de 100 kWc, les tarifs sont octroyés par appels d'offres.

Le dispositif de soutien au photovoltaïque prévoit des tarifs d'achat, ajustés chaque trimestre.

Les tarifs d'achats photovoltaïques sont garantis sur une durée de 20 ans et permettent de rentabiliser l'installation de panneaux solaires photovoltaïques. Il

existe plusieurs niveaux de tarifs en fonction de la nature et de la puissance de l'installation.

À ce jour (1er trimestre 2020), les prix de rachat en cas de vente totale de l'énergie produite et selon les technologies disponibles, sont les suivants :

2020	Type installation	Puissance Kilowatt/crête	Tarif achat
01/01-31/03	IAB	≤3	18.53 €
01/01-31/03	IAB	≤9	15.75 €
01/01-31/03	ISB	≤3	18.53 €
01/01-31/03	ISB	≤9	15.75 €
01/01-31/03	NIB IAB/ISB<100kWc	≤ 36	12.07 €
01/01-31/03	NIB IAB/ISB<100kWc	≤ 100	10.76 €

Source : Picbleu.fr

SUBVENTIONS

Pour les collectivités, l'installation peut être éligible à une subvention de la région de l'ordre de 40% du montant des études de faisabilité et de l'ADEME à hauteur de 25% en cofinancement s'il y a une aide du Conseil régional ou de 50% en l'absence du Conseil régional. En revanche le système de crédit d'impôts a été supprimé pour les panneaux solaires photovoltaïques depuis le 1er septembre 2014, et les prix de rachat de l'électricité produite par le photovoltaïque est en baisse au fil des trimestres.

Un nouvel arrêté tarifaire solaire photovoltaïque a été publié au Journal Officiel le 10 mai 2017.

Cet arrêté tarifaire relatif aux installations d'une puissance inférieure à 100 kWc :

- fixe les tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque en revente totale pour un contrat de 20 ans.
- instaure une prime à l'investissement pour les installations en autoconsommation avec vente de surplus.

Concrètement, 2 cas sont possibles :

- Vente totale de l'électricité produite : le client achète un générateur photovoltaïque et vend la totalité de sa production aux tarifs suivants :
 - Pour une installation < ou égale à 3kWc = 18,53 cts€/ kWh
 - Pour une installation entre 3 et 9 kWc = 15,75 cts€/ kWh
 - Pour une installation entre 9 et 36 kWc = 12,07 cts€/ kWh
 - Pour une installation entre 36 et 100 kWc = 10,76 cts€/ kWh
- Autoconsommation avec vente de surplus : le client achète un générateur photovoltaïque en autoconsommation, il consomme sa production et vend l'excédent à EDF OA si sa production est supérieure à sa consommation. Cet arrêté prévoit une prime à l'investissement et l'achat du surplus pour les générateurs en autoconsommation. Cette prime est dégressive tous les trimestres en fonction des volumes de demandes de raccordement et elle est versée sur 5 années au producteur. Elle est fixée à :
 - 0.39 €/Wc pour une installation < ou égale à 3kWc
 - 0.29 €/Wc pour une installation entre 3 et 9 kWc
 - 0.19 €/Wc pour une installation entre 9 et 36 kWc
 - 0.09 €/Wc pour une installation entre 36 et 100 kWc

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

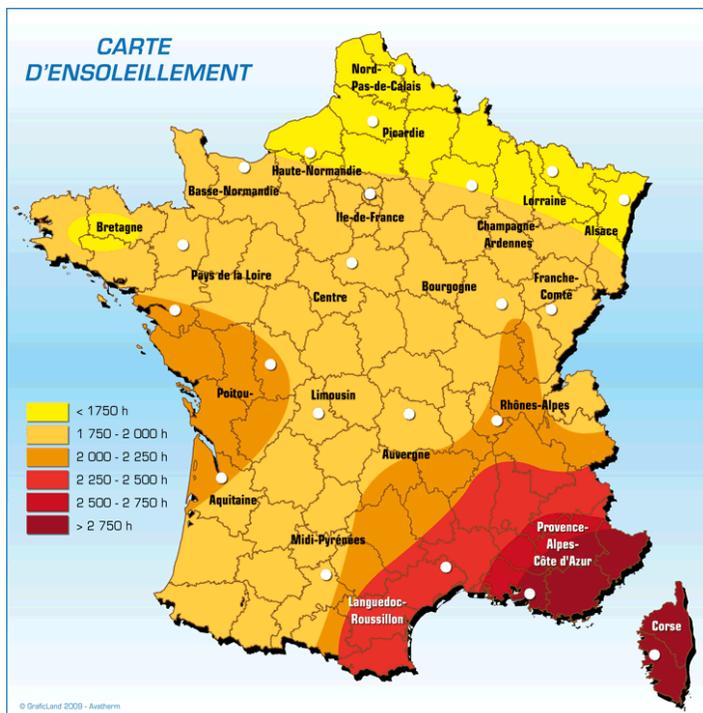
SYNTHÈSE

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 et l'utilisation de nombreuses ressources non renouvelables et en voie d'épuisement
En moyenne, un panneau photovoltaïque produit 4 fois plus d'énergie au cours de son fonctionnement qu'il n'en a utilisée pour sa fabrication	
Bilan carbone quasi-nul de la phase d'exploitation (production d'électricité non émettrice de gaz à effet de serre)	

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 photovoltaïque	150	700 à 1 000 €	15 ans	Très bon	25 à 30 ans	0.23

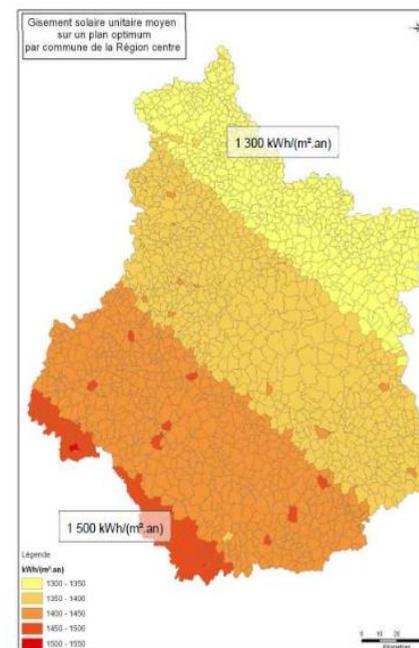
POTENTIEL DE L'ÉNERGIE SOLAIRE SUR LE SITE

Les données illustrant l'insolation moyenne mensuelle reçue à la station météorologique d'Avord indique environ 1 800 heures d'insolation annuellement. Ce nombre d'heures est favorable à l'installation de capteurs photovoltaïques ou thermiques.



Source : <https://www.sunberry.fr/idees-recues-chauffage-solaire/>

Le gisement solaire moyen semble correct sur Avord : il est compris entre 1350 et 1400 kWh/m²/an.



Gisement solaire moyen sur un plan optimum par commune de la région centre (Source : SRCAE, SOGREAH)

Il provient pour environ 44 % de rayonnement direct et pour 56 % du rayonnement diffus.

Irradiation (kWh/m ² cumulés)	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Année
Globale (IGH)	32	46	90	118	151	169	166	147	111	64	37	26	1156
Directe (IBH)	10	16	39	50	66	81	78	71	54	25	13	8	510
Diffuse (IDH)	22	30	51	68	84	88	88	76	57	39	24	18	646

Irradiation cumulée à Bourges - Source : logiciel Calsol - Ines Education

L'installation de panneaux solaires (panneaux solaires photovoltaïques ou thermiques) est envisageable sur les toitures les plus hautes.

Bien que l'ensoleillement soit mitigé, il reste néanmoins suffisant pour exploiter cette source d'énergie. Le potentiel solaire est donc approprié, et est compatible avec la majorité des applications liées au bâtiment. Le recours à l'énergie solaire paraît d'autant plus aisé que les surfaces de toiture de certains bâtiments pourront être relativement conséquentes, rendant cette solution plus rentable. Il peut donc être envisagé de couvrir de panneaux photovoltaïques les toitures les mieux orientées, pour desservir l'ensemble des autres bâtiments.

Le site est donc globalement favorable à l'implantation de panneaux solaires photovoltaïques sur la toiture des bâtiments et est donc à envisager pour la production locale d'électricité.

2.2 L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

2.2.1. Le grand éolien et le petit éolien

Le grand éolien désigne les aérogénérateurs dont la puissance est comprise entre 1 500 kW et 2 500 kW et d'une hauteur en général supérieure à 50 m.

Ils sont destinés à la production d'électricité pour le réseau.

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.



Éoliennes à axe vertical et horizontal

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

Le petit éolien correspond à des éoliennes dont la puissance varie entre 0,1 et 36 kW et leur mât mesure entre 10 et 35 m.

COÛT GLOBAL DE LA TECHNOLOGIE

Le coût d'investissement moyen d'une grande éolienne est d'environ 1 300 à 1 500 €/kW installé, comprenant :

- Le coût du matériel ;
- Le raccordement ;
- L'installation ;
- Les études préalables ;
- Le démantèlement en fin de vie.

Le coût annuel d'exploitation d'une grande éolienne équivaut à environ 2 à 3% du coût d'investissement.

Pour une éolienne de 2 000 kW, cela représente :

- Un investissement de 2,8 M€ ;
- Un coût d'exploitation de 70 000 € annuels.

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 éolienne. 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).

SUBVENTIONS

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 2008, le tarif de rachat est fixé à 8.2 c€/ kWh pendant les 10 premières années puis entre 2.8 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
2 400 heures et moins	8.4	8,2
Entre 2 400 et 2 800 heures	8.4	Interpolation linéaire
2 800 heures	8.4	6,8
Entre 2 800 et 3 600 heures	8.4	Interpolation linéaire
3 600 heures et plus	8.4	2,8

Tarif de rachat de l'électricité produite par l'énergie éolienne, arrêté du 10 juillet 2006

SYNTHÈSE

Atouts	Faiblesses
Capacité de production importante	Production variable selon le vent Potentiel dépendant de l'environnement (v supérieur à 4.5 m/s)
Installation nécessitant peu d'emprise au sol (peut être mutualisée avec des champs agricoles)	Contrainte d'implantation forte (aucune éolienne à moins de 500 m des habitations)
Faible en énergie grise	Nécessite une étude de vent in-situ
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...)

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 2 M€	10 ans	Très bon	20 ans	0,075

2.1.2. L'éolien 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.



Éoliennes urbaines

COUT 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

Ici encore, des subventions de l'ADEME existent à l'échelle nationale et ainsi qu'un crédit d'impôt aux particuliers et un prêt à taux 0.

SYNTHÈSE

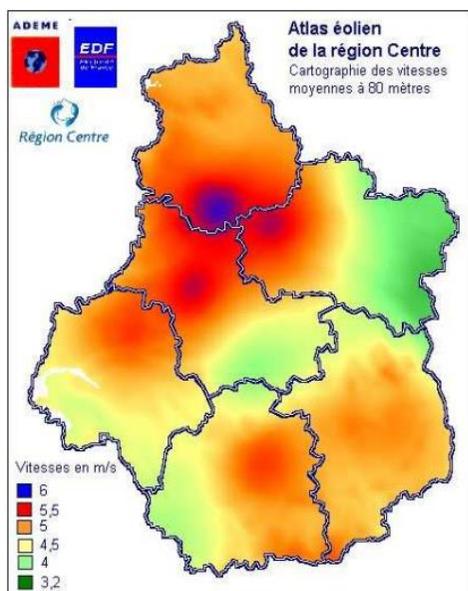
Atouts	Faiblesses
Aucune variation de fonctionnement selon le vent	Production faible et intermittente
Intégration facile dans le paysage, nuisance sonore peu importante et aucun rejet de gaz à effet de serre	Technologie nouvelle avec peu de retours d'expériences engendrant un coût d'investissement important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

Technologie	Productivité annuelle (en kWh)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Eolien urbain	5 000 à 15 000	10 000 à 15 000€	20 ans	Mauvais	20 à 25 ans	0.08

2.1.3. Potentiel éolien local

GRAND ET PETIT ÉOLIEN

Selon l'atlas régional du potentiel éolien, réalisé par l'ADEME, le site d'étude se situe dans un secteur soumis à des vents allant autour de 5 m/s. Ainsi, la zone s'avère intéressante puisque le potentiel de vent est considéré comme intéressant au développement de l'énergie éolienne au-delà d'une vitesse moyenne de vent de 4 m/s à 50 m au-dessus du terrain naturel. De plus, le relief plat de la région est favorable au développement des éoliennes. Dans le département du Cher, le territoire présentant les caractéristiques les plus adaptées à l'accueil de l'éolien est celui de la Champagne Berrichonne.



Source : ADEME / EDF

Une synthèse du nombre et de la puissance des installations éoliennes dans le Cher est présentée dans le tableau ci-après.

	Nombre et puissance des installations éoliennes raccordées au réseau
Cher	10 parcs, 141 MW (2018)
Centre – Val de Loire	101 parcs, 1 040 MW (2018)
Objectif 2020 SRCAE	2 600 MW ou produire 560 milliers de tonnes équivalent pétrole (ktep)
France métropolitaine	1 699, 13 998 MW (2018)
Objectif au 31/12/2023 loi de transition énergétique	21 800 – 26 000 MW (éolien terrestre)

Source : DDT18 - MTES/SOeS - SRCAE Centre - PPI électricité et chaleur

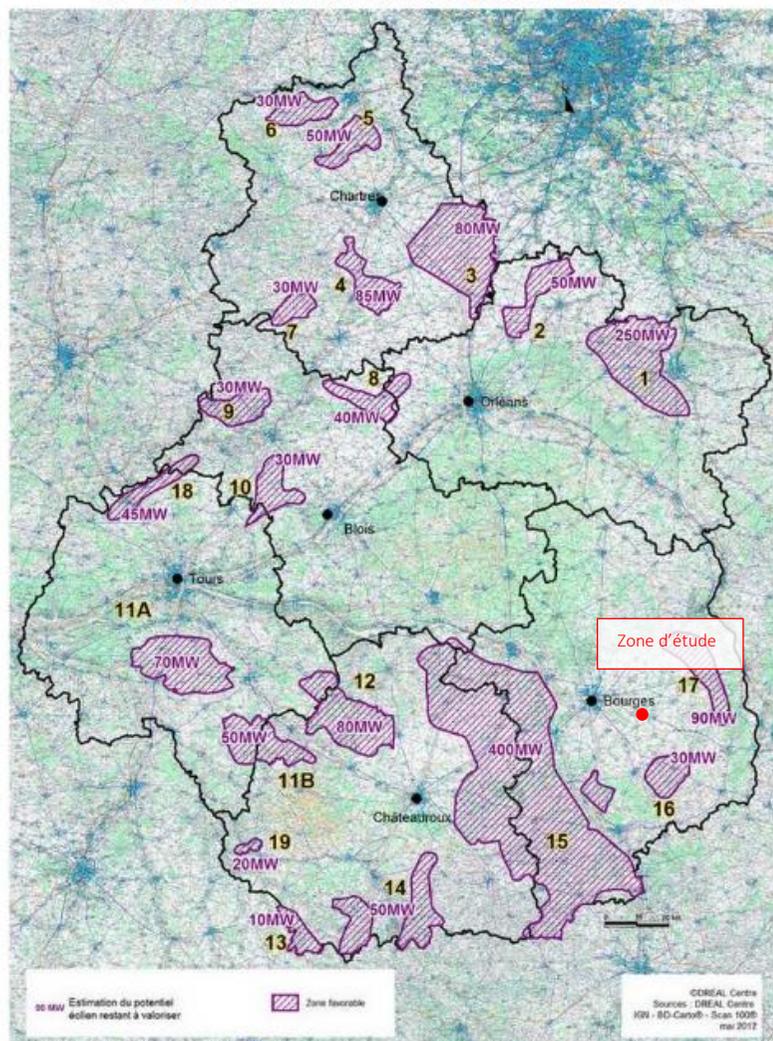
Le Schéma régional éolien (SRE) a permis d'identifier des zones mobilisables résultant de la superposition des données de vent avec les enjeux présents en région (environnement, contraintes techniques, patrimoine...). Il a déterminé vingt zones favorables au développement de l'énergie éolienne, dont trois dans le Cher (n°15, n°16 et n°17):

- «Champagne berrichonne et Boischaud méridional» pour laquelle il a été fixé un objectif de valorisation du potentiel d'énergie éolienne de 400 MW dont 200 MW pour la partie sud;
- «Dun-sur-Auron» pour un potentiel de 30MW ;
- «Marges orientales de la Champagne berrichonne – Sancerrois» pour un potentiel de 90 MW.

Les zones d'implantation des éoliennes sont limitées du fait de nombreuses contraintes telles que :

- les zones de coordination de radar (radar de Météo France, **les radars d'Avord...**),
- les parcs naturels régionaux ou zones dites «naturelles»,
- la présence de patrimoine (monuments, sites classés...),
- les zones aéroportuaires,
- ou encore certains paysages remarquables.

CARTE INDICATIVE DES ZONES FAVORABLES AU DÉVELOPPEMENT DE L'ÉNERGIE ÉOLIENNE



Carte des zones favorables au développement de l'éolien (Source : DREAL Centre)

Aucune éolienne ne peut être implantée à proximité du site d'étude lié à la présence du radar de la base militaire d'Avord.

L'ÉOLIEN URBAIN

Cette technologie doit être implantée en toiture des bâtiments à une hauteur conséquente afin d'assurer une prise aux vents optimale et une vitesse de vent suffisante pour que l'éolienne fonctionne correctement et que son installation soit rentable. Cependant, au vu de l'importante visibilité du site en entrée de ville, l'implantation de ce type d'ouvrage peut fortement dégrader le paysage. Il n'est donc pas recommandé dans le cadre de ce projet d'aménagement.

Le gisement éolien apparaît assez intéressant, toutefois le site n'est pas apte à implanter des sources de production énergétique à base d'énergie éolienne.

2.3 L'ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE

Le principe consiste à extraire l'énergie géothermique contenue dans le sol pour l'utiliser sous forme de chauffage ou pour la transformer en électricité. Il existe un flux géothermique naturel à la surface du globe, mais il est si faible qu'il ne peut être directement capté. En réalité on exploite la chaleur accumulée, stockée dans certaines parties du sous-sol (nappes d'eau).

Selon les régions, l'augmentation de la température avec la profondeur est plus ou moins forte. Ce gradient géothermique varie de 3 °C par 100 m en moyenne jusqu'à 15°C ou même 30°C. La plus grande partie de la chaleur de la Terre est produite par la radioactivité naturelle des roches qui constituent la croûte terrestre : c'est l'énergie nucléaire produite par la désintégration de l'uranium, du thorium et du potassium.

Par rapport à d'autres énergies renouvelables, la géothermie présente l'avantage de ne pas dépendre des conditions atmosphériques (soleil, pluie, vent). C'est donc une source d'énergie quasi-continue car elle est interrompue uniquement par des

opérations de maintenance sur la centrale géothermique ou le réseau de distribution de l'énergie. Les gisements géothermiques ont une durée de vie de plusieurs dizaines d'années.

4 types de géothermie existent : la haute, la moyenne, la basse et la très basse énergie.

À ce jour, en région Centre, les projets concernent en majorité **la géothermie très basse énergie**. Toutefois un potentiel favorable existe pour toutes les géothermies, sur l'ensemble du territoire régional.

2.3.1. Haute énergie

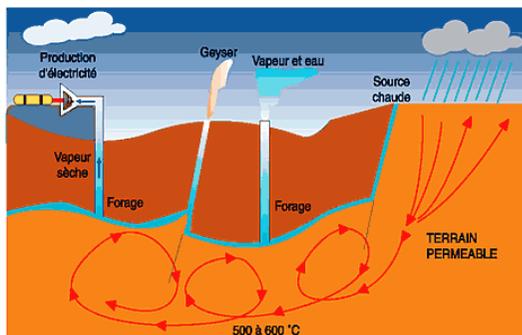


Schéma de géothermie haute énergie

Principe : Utilisation des sources hydrothermales très chaudes, ou forage très profond.

Principale utilisation : la production d'électricité.

La géothermie haute énergie, ou géothermie profonde, appelée plus rarement géothermie haute température est une source d'énergie contenue dans des réservoirs localisés à plus de 1500 mètres de profondeur et dont la température est supérieure à 80°C.

Ce type de ressource est géographiquement très localisé.

2.3.2. Basse énergie

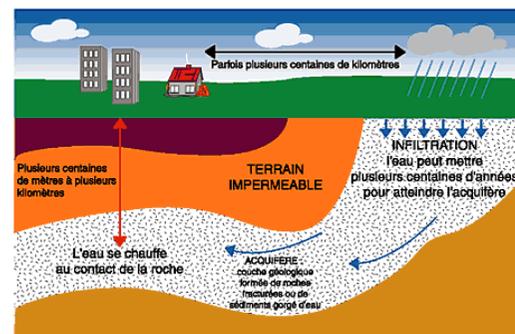


Schéma géothermie basse énergie

Principe : Consiste en l'extraction d'une eau chaude (entre 50 et 90°C) dans des gisements situés entre 1 500 m et 2 500 m de profondeur. Le niveau de chaleur est directement adapté au chauffage des bâtiments.

Principale utilisation : les réseaux de chauffage urbain.

2.3.3. Très basse énergie

POMPES-À-CHALEUR (PAC) SUR EAU DE NAPPE

Cela concerne les aquifères peu profonds dont les eaux présentent une température inférieure à 30°C. Dans ce cas, la chaleur provient non pas des profondeurs de la croûte terrestre, mais du soleil et du ruissellement de l'eau de pluie, le sol du terrain jouant un rôle d'inertie thermique. La température étant très basse, elle doit être utilisée avec une pompe à chaleur pour atteindre des températures supérieures adaptées au chauffage des bâtiments.

La pompe-à-chaleur permet de prélever la chaleur basse température dans l'eau (boucle primaire) et de la restituer à plus haute température dans un autre milieu via un fluide caloporteur (boucle secondaire).

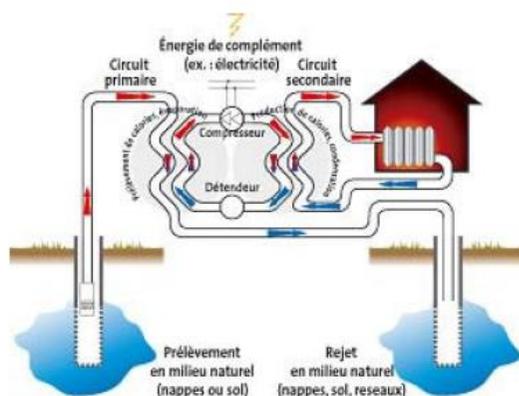


Schéma de principe de fonctionnement d'une pompe-à-chaleur sur eau de nappe

Le système est basé sur la réalisation d'un doublé de forages : un forage de prélèvement et un forage de réinjection. Ainsi, l'intégralité des volumes prélevés sont réinjectés dans l'aquifère. Il n'y a donc aucun impact quantitatif sur la ressource en eau, à partir du moment où les températures de réinjection dans l'aquifère sont respectées. Par inversion de cycle, certaines pompes-à-chaleur sont réversibles et peuvent produire alternativement du chaud et du froid selon les saisons.

Ce dispositif consomme de l'énergie électrique pour faire fonctionner le compresseur, 1 kWh d'énergie électrique consommée peut fournir 3 à 5 kWh d'énergie utile en fonction de la performance de la pompe-à-chaleur. Cette performance est mesurée au travers d'un COP (Coefficient de performance) en mode de production de chaud et d'un EER (Coefficient d'efficacité frigorifique) en mode de production de froid.

Ce mode de production de chaud et de froid à partir de géothermie très basse énergie est utilisé pour le chauffage et le rafraîchissement ainsi que la production d'Eau Chaude Sanitaire pour les maisons individuelles mais également les logements collectifs et bâtiments tertiaires.

Les forages sur eau de nappe sont soumis aux procédures de déclaration et d'autorisation préalables au titre de la « Loi sur l'Eau », selon les volumes annuels prélevés dans la nappe.

SONDES GÉOTHERMIQUES

La géothermie très basse énergie peut également exploiter la chaleur du sous-sol par l'installation de capteurs peu profonds horizontaux ou verticaux faisant circuler un fluide caloporteur en circuit fermé. Ces installations nécessitent également l'utilisation d'une pompe-à-chaleur fonctionnant à l'électricité.

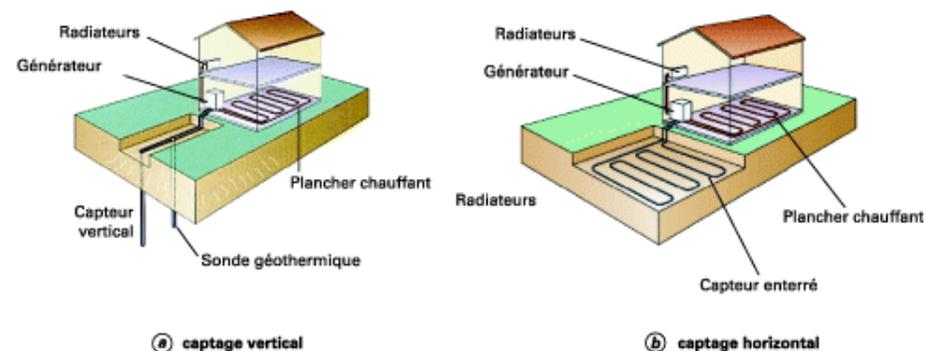


Schéma de principe des sondes géothermiques verticales ou horizontales

Ce dispositif permet de ne pas avoir à mobiliser l'eau des aquifères. De plus, les sondes géothermiques sont moins impactantes pour la stabilité des sols que les prélèvements sur eaux de nappe.

Le coût est d'environ 70 €/HT / m linéaire (incluant les frais de raccordement). Il faudra cependant ajouter en plus le coût de la pompe-à-chaleur.

PIEUX GÉOTHERMIQUES

Dans le cadre de la construction de bâtiments nécessitant des pieux à grandes profondeurs, il est possible d'utiliser ces structures en béton pour capter l'énergie thermique du sol. Les capteurs sont alors installés au cœur des fondations.

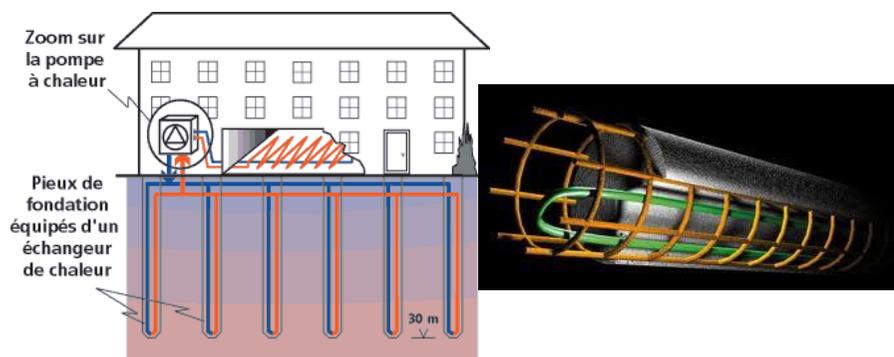


Schéma de principe des capteurs géothermiques intégrés aux pieux

COUT 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

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 éligibles 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 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 %, (depuis le 1er janvier 2014) si l'entreprise qui vend le matériel en assure aussi la pose. Les travaux doivent être réalisés dans des habitations achevées depuis plus de deux ans.

AUTRES SOUTIENS FINANCIERS

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'œuvre) d'une pompe à chaleur air/eau ;
- Une prime de 1 800€ pour l'installation d'une pompe à chaleur à capteurs enterrés.

Crédit d'impôts

La pompe à chaleur géothermique fait partie des installations éligibles au crédit d'impôt pour la transition énergétique (CITE), qui permet de déduire de l'impôt sur le revenu 30% des dépenses réalisées pour les travaux d'amélioration de la performance énergétique.

Eco-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...

Contrats d'Objectif Territorial Énergies Renouvelables (COT EnR)

Dans l'optique du développement des énergies renouvelables sur le territoire, la région Centre et l'ADEME (Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie) proposent d'établir des Contrats d'Objectif Territorial Énergies Renouvelables (COT EnR). Le COT EnR est un programme de développement des énergies renouvelables à l'échelle d'un territoire concernant la production de chaleur à partir :

- du Bois énergie – Biomasse ;

- de la Géothermie assistée par pompes à chaleur (sur nappes, sur sondes, sur eaux usées)
- de l'Énergie solaire thermique ;
- de la Chaleur fatale ;
- de la création ou l'extension de réseau de chaleur associé à ces énergies renouvelables.

Il est porté par une structure publique dont le périmètre d'action couvre ce territoire. Le contrat de développement territorial des EnR permet notamment un soutien financier.

Dans le département du Cher on distingue 2 COT EnR :

- 1 COT EnR dans le sud des départements du Cher et l'Indre: il comprend le Pays Berry Saint-Amandois et le Pays de la Châtre en Berry ;
- 1 COT EnR à l'étude pour le Pays de Bourges et le Pays de Vierzon.

SYNTHÈSE

Atouts	Faiblesses
Production constante toute l'année	Nécessite l'installation d'une PAC (consommation d'énergie primaire, électricité ou gaz)
Énergie renouvelable	Investissement très important pour la deuxième et troisième technologie (forages des sondes verticales)
Installation faible en émission de gaz à effet de serre (seulement issues du fonctionnement de la Pompe à chaleur)	Phase chantier pour les forages peut engendrer des nuisances sonores pour les riverains
Rendements énergétiques très avantageux	Nécessite une grande superficie pour les phases 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...)

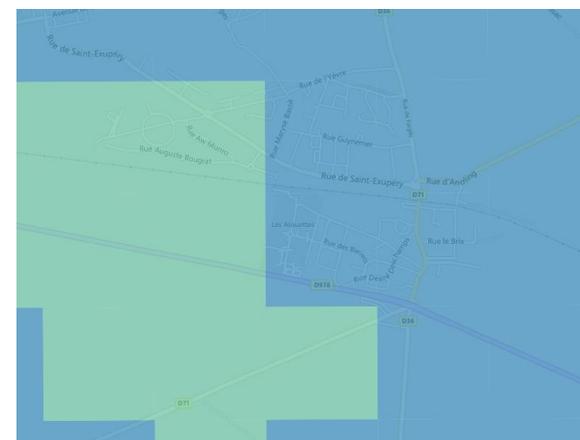
Technologie	Productivité annuelle (en kWh/ml)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Géothermie sur aquifère	17,5	/	7 à 10 ans	Très bon	15 à 20 ans	0,052

POTENTIEL GÉOTHERMIQUE SUR LE SITE

Le Cher est principalement concerné par la géothermie très basse énergie, dont le potentiel a été identifié comme bon.

Le site géothermie.fr recense le potentiel géothermique sur aquifère (« en nappe ») ou par l'utilisation de sondes géothermiques verticales au sein du sol (« hors nappe »).

Sur Avord, la géothermie par sonde verticale (récupération de la chaleur du sol) est considérée comme favorable, le potentiel sur système ouvert (nappe) est considéré comme fort, et donc intéressant à exploiter à l'avenir.



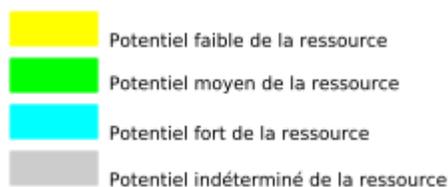
Conductivité thermique moyennée du sous-sol de 0 à 200 m de profondeur en W/(K.m) pour les sondes géothermiques verticales (système fermé) en Centre Val de Loire



(Source : <https://www.geothermies.fr/viewer/>)



Ressources géothermiques de surface sur système ouvert (nappe) en Centre Val de Loire



Potentiel géothermique sur nappe (Source : <https://www.geothermies.fr/viewer/>)

Localement, ces données indiquent qu'un potentiel fort existe pour la géothermie sur nappe lié à la nappe des calcaires du Jurassique.

	Aquifère	Profondeur toit (m)	Épaisseur de la formation	Profondeur piézométrique (m)	Débit (m ³ /h)	Potentiel
Aquifère 1	Calcaires du Jurassique supérieur	0	81 m	18	18 - 60	Forte

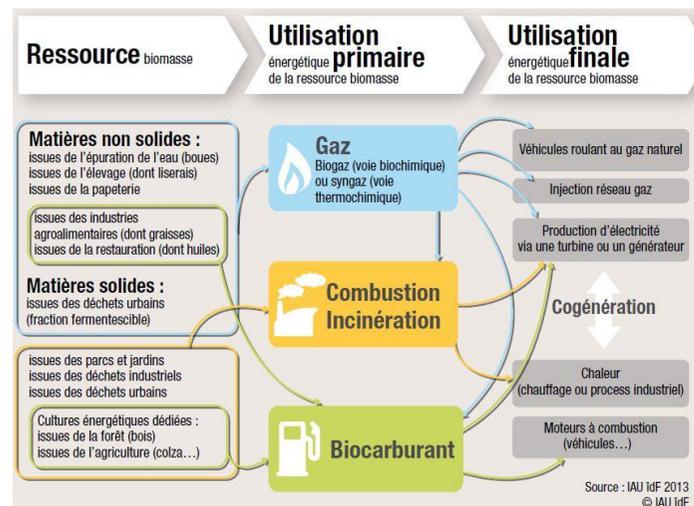
Ressource géothermique pour la nappe Calcaires du Jurassique supérieur

Au vu du potentiel géothermique, cette énergie peut être envisagée pour les bâtiments du secteur de la ZAC des Alouettes. Il conviendra de réaliser des études spécifiques préalables afin d'évaluer avec précision la faisabilité technique liée à l'exploitation de cette ressource.

2.4 LA BIOMASSE

2.4.1. Le gisement biomasse

La biomasse mobilisable pour être exploitée sous forme de biogaz, de vapeur, chaleur ou de biocarburant provient de multiples sources. Les principales sont décrites dans le schéma présenté ci-après.



Source : ADEME

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.

2.4.2. Bois-énergie

Le bois-énergie est une ressource naturelle et renouvelable, qui permet de valoriser des sous-produits ou déchets locaux.

Le gisement bois-énergie est composé de divers produits issus de l'exploitation forestière ainsi que des matières organiques issues de l'industrie :

- la ressource forestière (boisement, taillis, rémanents d'exploitation...) et les résidus d'élagage ;
- les sous-produits de l'industrie du bois (sciures, copeaux, écorces...);
- les bois de rebut non souillés (palettes, cassettes...).

La disponibilité de la ressource est très dépendante de la distance entre le lieu de production et d'exploitation, ainsi que des infrastructures disponibles permettant son transport.

Le bois énergie peut être utilisé :

- À l'échelle du quartier, grâce une chaufferie collective et un réseau de chaleur : la combustion du bois est faite dans une chaufferie collective. L'énergie est ensuite transportée vers les différents bâtiments via un réseau de chaleur urbain ;
- À l'échelle du bâtiment (immeuble collectif ou maisons individuelles).

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. À 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).

COUT 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 600 et 800€ HT/kW biocombustibles,

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 la volatilité des prix des combustibles.

SUBVENTIONS

Fonds de chaleur renouvelable

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. Cependant pour être éligible à cette aide, l'installation doit respecter certains critères qui sont :

- Il est réservé aux installations industrielles, agricoles et collectives ;
- La production minimum doit être de 200 tep/an biomasse (sortie chaudière) ;
- Les bâtiments doivent respecter les réglementations thermiques ;
- Les fumées doivent être traitées pour contenir un taux de poussières maximum de 50 mg/Nm³ ;

- L’approvisionnement en biomasse :
 - **Projet > 1 000 tep/an** : mini 50 % plaquettes forestières + plan approvisionnement
 - **Projet < 1 000 tep/an** : plan d’approvisionnement comprenant un taux significatif de plaquettes forestières.

Les aides à la production de chaleur renouvelable varient entre 300 et 1 750 €/tep biomasse sortie chaudière, selon le secteur concerné (Industrie, Agriculture, Collectif).

Crédit d’impôts

Les appareils de production de chaleur ou d’eau chaude sanitaire bois ou autre biomasse sont également éligibles au crédit d’impôt pour la transition énergétique et à la TVA à taux réduit mis en place depuis le 1er janvier 2014.

Contrats d’Objectif Territorial Énergies Renouvelables (COT EnR)

Dans l’optique du développement des énergies renouvelables sur le territoire, la région Centre et l’ADEME (Agence De l’Environnement et de la Maîtrise de l’Énergie) proposent d’établir des Contrats d’Objectif Territorial Énergies Renouvelables (COT EnR). Le COT EnR est un programme de développement des énergies renouvelables à l’échelle d’un territoire concernant la production de chaleur à partir :

- du Bois énergie – Biomasse ;
- de la Géothermie assistée par pompes à chaleur (sur nappes, sur sondes, sur eaux usées)
- de l’Énergie solaire thermique ;
- de la Chaleur fatale ;
- de la création ou l’extension de réseau de chaleur associé à ces énergies renouvelables.

Il est porté par une structure publique dont le périmètre d’action couvre ce territoire. Le contrat de développement territorial des EnR permet notamment un soutien financier.

Dans le département du Cher on distingue 2 COT EnR :

- 1 COT EnR dans le sud des départements du Cher et l’Indre: il comprend le Pays BerrySaint-Amandois et le Pays de la Châtre en Berry ;
- 1 COT EnR à l’étude pour le Pays de Bourges et le Pays de Vierzon.

2.4.3. Le bois énergie - cogénération

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.

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. En revanche, les systèmes de cogénération à moteur Stirling (éco générateur) sont plutôt utilisés à l'échelle individuelle (adaptée pour des maisons individuelles).

COUT 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

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...).

SYNTHÈSE

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 énergie)	Impacts sur la morphologie urbaine nombreux : installation classée en tant qu'ICPE, surface de foncier nécessaire importante, hauteur de cheminée contrainte par l'arrêté du 27 juillet 1997 (coût supplémentaire...)
Bilan carbone global nul	Investissement de la centrale important + nécessité d'intégrer un filtre (25% du coût en plus) pour les poussières + coût de la cheminée...
Part des énergies renouvelables très haute (plus de 85%)	Rentabilité du réseau et de la construction de la centrale qu'à partir d'une certaine densité énergétique

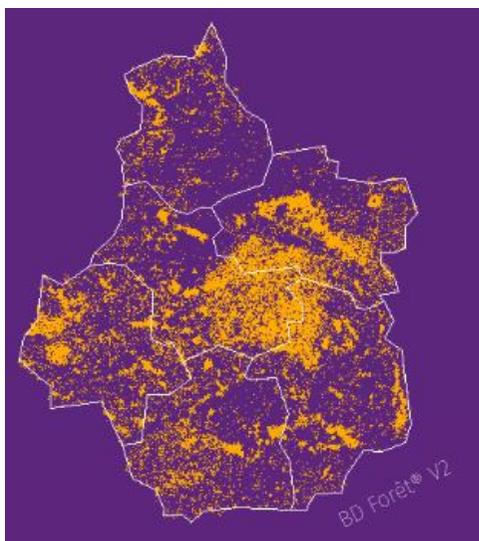
Technologie	Productivité annuelle (en kWh/T)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Chaufferie biomasse	1.3	1M€	8 à 10 ans	Très bon	50 ans	0.026
Cogénération	4,5	2M€	8 à 10 ans	Très bon	50 ans	/

POTENTIEL BIOMASSE BOIS SUR LE SITE

Ressource forestière

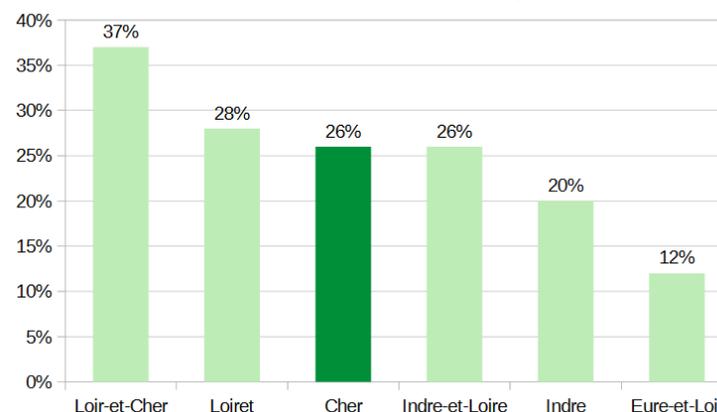
Sur le territoire de la région Centre-Val de Loire, la ressource en bois est relativement importante. En effet, le taux de boisement de cette région est de 25 % soit 990 000 ha de forêt (IFN, données issus de la campagne d'inventaire 2014-

2018), tout de même inférieure au taux de boisement de la France (31 %). La région Centre correspond à la 8^{ème} région la plus boisée de France et la 6^{ème} en termes de volume de bois avec une estimation à 176 millions de m³. L'exploitation de cette ressource apparaît facile sur 98% du territoire régionale grâce à des accès simples et des pentes faibles.



Surface de la forêt en Centre - Val de Loire issus des campagnes d'inventaire de 2014 à 2018 (Source : Inventaire Forestier National)

Taux de boisement en 2015 des départements de la région Centre Val de Loire



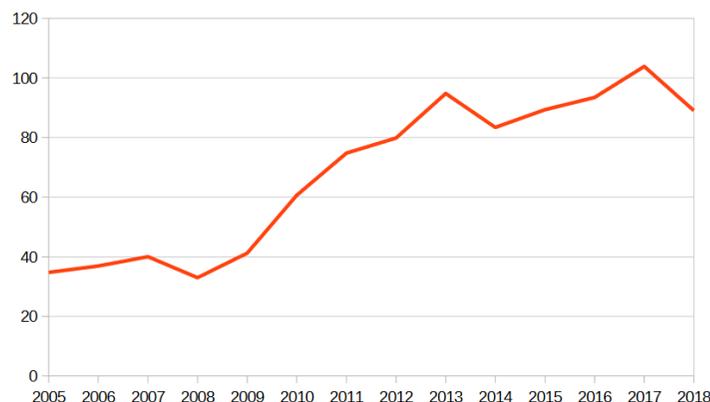
(Source : cher.gouv.fr)

Le département du Cher recouvre à lui seul 189 000 ha de forêt dont 97% considérée en forêt fermée. Il s'agit du 3^{ème} département le plus boisé de la région après le Loir-et-Cher et le Loiret. Les surfaces boisées représentent environ 19% de la forêt régionale.

Le taux de boisement du département est de 26%. Il est un peu plus élevé que le taux de boisement de la région Centre mais beaucoup moins que la moyenne nationale (31%). Il atteint 69% dans la Sologne du Cher.

La filière bois énergie dans le Cher

La filière bois-énergie est en augmentation depuis 2005. La récolte de bois énergie dans le Cher est de 89 Mm³ en 2018, ce qui représente 23% de la récolte totale.

Evolution de la récolte de bois énergie en milliers de m³ (Mm³)

(Source : cher.gouv.fr)

Le Cher compte en au 31/12/2019, 25 chaufferies collectives ou industrielles au bois.

Une structure d’approvisionnement existe dans le Cher à Saulzais-le-Potier (SCIC Berry énergie bocage). Le département compte également trois plateformes de production et stockage de bois énergie :

- Dufeu-Véolia à Bourges ;
- SCIC Berry Énergie Bocage à Saulzais le Potier ;
- Unisylva à Sancoins.

Les entreprises de la filière bois représentent également un gisement important puisque les déchets des industries du bois peuvent être réutilisés pour la filière bois énergie.

Au regard de la quantité de la ressource et de la présence de la filière bois-énergie dans la région, le potentiel en biomasse est jugé comme intéressant sur le site. Ce choix énergétique nécessite toutefois l’implantation d’une chaudière bois avec une cheminée d’évacuation des fumées. Ainsi, dans le cadre d’un dispositif collectif, un

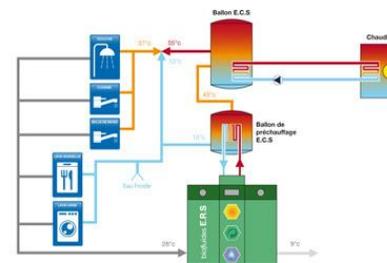
espace dédié important est à prévoir. Par ailleurs, un approvisionnement en granulats par poids lourds sera nécessaire.

2.5 LA RÉCUPÉRATION DE CHALEUR DES EAUX DOMESTIQUES

2.5.1. Eaux grises

La récupération de chaleur sur les eaux domestiques consiste au remplissage de ballons d’eau chaude à l’aide d’eau préchauffée. L’eau est préchauffée au contact des eaux grises et usées, via un échangeur de chaleur.

Des études complémentaires sont nécessaires pour quantifier le potentiel de récupération de l’énergie des eaux grises. Le potentiel thermique des eaux usées est en tous cas bien adapté aux besoins des bâtiments collectifs. Les projets d’investissement peuvent être accompagnés par les directions régionales de l’ADEME en termes de conseils, d’expertise ou de soutiens financiers.



Fonctionnement de la technologie à eaux grises

COÛT GLOBAL DE LA TECHNOLOGIE

Le coût d’investissement global pour l’installation de ce type de technologie est compris entre 1 800€ et 2 000€ pour un système de type Recoh HT. Ce prix englobe

les coûts de système, de matériel associé et de la main d'œuvre. L'entretien et la maintenance ne nécessite que de faibles coûts.

SUBVENTIONS

L'ADEME peut soutenir l'installation d'équipements de captage de la chaleur des eaux usées à travers le Fond Chaleur. Un exemple est celui de la pompe à chaleur sur eaux usées de la résidence Les Nouveaux Chartreux à Marseille (13), ou bien d'une résidence à Courcouronnes (91) dont le coût s'est élevé à 89 k€ et pour laquelle l'ADEME a contribué à hauteur de 39 k€.

2.5.2. Eaux usées

À l'échelle d'un quartier ou d'une ville, la récupération de chaleur sur les eaux usées consiste à récupérer l'énergie thermique des eaux usées circulant dans les conduites. Chacune des canalisations, alimentées par les différents bâtiments du quartier, est équipée d'un échangeur de chaleur qui récupère l'énergie, grâce au fluide caloporteur, pour ensuite l'acheminer vers des pompes à chaleur.

Pour qu'une installation de ce type puisse être envisagée, le réseau doit répondre aux conditions suivantes :

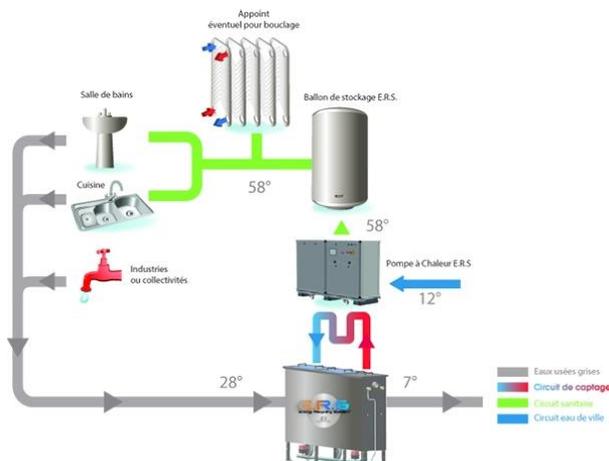
- Débit supérieur à 15 l/s et température supérieure à 10°C
- Distance maximum entre l'échangeur et la chaufferie inférieure à 300 mètres
- Tronçons rectilignes sur au moins 100 mètres (grandes installations) et de diamètre minimum de 40 cm (réseau neuf)
- Puissance minimum de l'installation = 150 kW (environ 50 logements = densité minimum).



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

À l'échelle d'un bâtiment, il existe également des dispositifs de filtration et récupération de chaleur directement sur les eaux usées en sortie de bâtiment. Toutefois, ce dispositif est plus particulièrement adapté à un ensemble de logements d'échelle suffisamment importante pour assurer une production de chaleur régulière.

Les calories présentes dans les eaux usées ménagères sont captées puis réinjectées instantanément dans le réseau local afin de produire 80 à 100% des besoins en eau chaude sanitaire (ECS). La cuve d'échange thermique récupère et transfère l'énergie vers la pompe à chaleur. À l'intérieur de cette cuve sont placés des échangeurs dans lesquels circule un fluide caloporteur. Les eaux grises entrent dans la cuve à une température moyenne comprise entre 28 et 32°C et en ressortent à 9°C. Les calories prélevées dans la cuve d'échange thermique sont transférées à la pompe à chaleur.



Principe de récupération de chaleur sur les eaux usées à l'échelle d'un bâtiment - Source : Biofluides

Des technologies existent également pour être implantées à l'échelle de chaque logement (type Powerpipe).



Installation de récupération de chaleur sur évacuation d'eaux usées. Source : Powerpipe

COUT 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 dont les

besoins énergétiques sont estimés à 5 000 MWh (2 500MWh/an soit 50% des besoins).

Les conduites de diamètre 1 500 mm sont équipées sur 135 ml 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).

SUBVENTIONS

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. Cette aide est soumise à certaines conditions.

POTENTIEL DU SITE

Sur les canalisations d'eaux usées pour alimenter le projet : 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).

Dans le cadre du projet, ce système n'est pas adapté car le débit serait certainement insuffisant au vu de sa situation (tissu urbain en extension) et de la programmation de la ZAC (activités/commerces). Cette solution est essentiellement utilisée pour du logement collectif.

2.6 LES AUTRES TECHNOLOGIES EXISTANTES

2.6.1. Le biogaz et les biocarburants

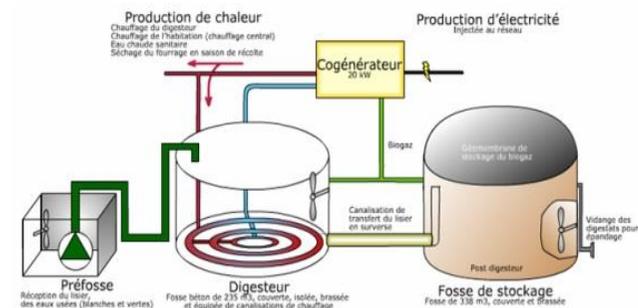
Le biogaz, issu de la méthanisation ou de la fermentation des déchets organiques, peut être utilisé pour produire de la chaleur et/ou de l'électricité.

Les substrats organiques permettant la méthanisation peuvent se décomposer en trois grandes familles :

- Les effluents d'élevage : fumier, paille ; cultures...
- Les industries-agroalimentaires : co-produits de transformation provenant des abattoirs, des laiteries, des conserveries...
- Les collectivités : déchets verts, déchets ménagers, boues d'épuration...

Une suite de réactions biologiques conduit à la formation de biogaz (contient 2/3 de méthane et 1/3 de gaz carbonique) et d'un digestat (répandu sur les cultures comme engrais). Pour augmenter les rendements, la matière est placée à l'intérieur d'une grosse cuve (le digesteur) fermée, chauffée, brassée sans entrée d'air et à l'abri de la lumière. Elle peut être sèche ou humide.

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.



Principe de fonctionnement de la méthanisation

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.

ÉCHELLE D'EXPLOITATION

Depuis novembre 2011, il est désormais possible d'injecter du biométhane dans le réseau de distribution GRDF. Pour valoriser cette énergie « verte » injectée dans le réseau, un système de garanties d'origine a été mis en place afin que chaque consommateur, individuel ou collectif, puisse acheter du gaz garanti 100% biométhane, donc 100% Énergie Renouvelable.

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.

COUT GLOBAL DE LA TECHNOLOGIE

Les coûts à l'investissement sont de l'ordre de 850 à 1 000€/kW pour une installation de 30 kWe. 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 10 000 EH : 2 000 à 3000€/Tonne de MS
- Pour les capacités supérieures à 10 000 EH : 500 à 3000€/Tonne de MS (ADEME).

SYNTHÈSE

Atouts	Faiblesses
Double valorisation organique et énergétique des sous-produits agricoles, effluents d'élevage et boues d'épuration	Exploitation nécessitant des compétences techniques particulières (difficile pour les agriculteurs)
Réduction des émissions de méthane, gaz à fort effet de serre	Des investissements lourds dépendant des soutiens publics
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	

Technologie	Productivité annuelle (en kWh/m3)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/m3)
Méthanisation	/	/	10 ans	Bon	Supérieur à 25 ans	0,4€

POTENTIEL LOCAL

La mise en œuvre d'une unité de production de biogaz est très dépendante du lieu de production de la matière première. Ce type d'installation nécessite des emprises foncières conséquentes.

La mise en œuvre d'une unité de production de biogaz paraît donc peu adaptée au contexte du projet.

2.6.2. Aérothermie

PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT

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 des températures 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 classiques, 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.

Le bon fonctionnement d'un système de chauffage de type pompe à chaleur (PAC) aérothermique dépend des conditions de températures, liées au climat local. En effet, le rendement énergétique du système (COP en production de chaleur / EER en production de froid) dépend de l'écart de température entre la source de chaleur et le milieu à chauffer. Ainsi, Au-dessous d'un certain seuil de température (variable, selon les machines, de 3 à -20°C), un système de PAC aérothermique voit son efficacité énergétique chuter.

ÉCHELLE 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.

POTENTIEL AÉROTHERMIQUE LOCAL

Le tableau suivant présente les moyennes climatiques de la commune d'Avord.

	Température Minimale	Température Maximale
	1981-2010	1981-2010
Janvier	0,8 °C	6,8 °C
Février	0,7 °C	8,3 °C
Mars	3,0 °C	12,5 °C
Avril	4,9 °C	15,5 °C
Mai	8,9 °C	19,5 °C
Juin	11,9 °C	23,0 °C
Juillet	13,9 °C	26,0 °C
Août	13,7 °C	25,6 °C
Septembre	10,7 °C	21,7 °C
Octobre	8,1 °C	16,9 °C
Novembre	3,7 °C	10,6 °C
Décembre	1,5 °C	7,3 °C

Moyennes climatiques - températures mensuelles de la station météorologique d'Avord

La zone climatique du projet présente un climat continental tempéré, avec des moyennes de température minimale supérieures à 3°C excepté en hiver où celles-ci sont comprises entre 0,7 et 1,5°C. La température moyenne la plus basse concerne le mois de février avec une valeur de 0,7 °C. Dans ces conditions, les rendements de production de chaleur ne seront certainement pas bons en hiver. En effet, quand la température extérieure baisse, la puissance calorifique restituée par les pompes à chaleur sur l'aérothermie chute symétriquement, au point que le rapport énergie produite sur énergie consommée devient bien moins favorable qu'annoncée à partir de température extérieure de l'ordre de 3 ou 4 °C.

Compte tenu des valeurs climatiques, le potentiel aérothermique local semble faible, un autre moyen de chauffage serait nécessaire pendant l'hiver pour compenser.

2.6.3. L'énergie hydrolienne

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 le marché mais le principe de fonctionnement est similaire.



Hydroliennes implantées dans un fleuve

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 est élevé 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 plus conséquent que celui des éoliennes, les difficultés d'accès exigent un personnel qualifié et l'érosion 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

L'ADEME subventionne au moyen du Prêt à Taux Zéro et du Crédit d'Impôt, les installations produisant de l'électricité à partir de l'énergie hydraulique depuis le 1er septembre 2014.

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

SYNTHÈSE

Atouts	Faiblesses
Taille moins importante qu'une éolienne d'une même puissance et intégration paysagère optimale	Création de zones de turbulences susceptibles de gêner le développement de la flore
Courants marins relativement constants et prévisibles	Erosion des pales d'hélices très importante (nécessite un entretien fréquent) Coût d'investissement et d'exploitation très important
Aucune émission de gaz à effet de serre et peu d'énergie grise nécessaire pour sa fabrication	Entretien plus difficile
Pales tournant beaucoup moins rapidement que celles des bateaux (peu de risques pour la faune)	Perturbation de la sédimentation

Localisation sous l'eau, aucun impact visuel ou sonore	
--	--

Technologie	Productivité annuelle (en GWh)	Prix/MW	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Hydrolien	1.3	3.5 M€	10 à 15 ans	Mauvais	20 ans	0,05 à 0,10

POTENTIEL HYDROLIEN LOCAL

La région Centre compte 22 installations hydroélectriques dont les 3 barrages situés sur la rivière Creuse à Eguzon, Roche-au-Moine et Roche-Bat-l'Aigue. La puissance hydraulique installée est stable depuis plusieurs années et s'élève à 92 MW. Le département du Cher totalise, quant à lui, 4 installations d'une puissance cumulée de 755 kW, elles sont localisées au niveau des commune de Vierzon, Lapan, Châteauneuf-sur-Cher, Lury-sur-Arnon.

Le potentiel dans le Cher est très modeste, du fait de faibles pentes, d'étiages longs et marqués, et de l'importance des cours d'eau de faible débit, ce qui ne permet que des puissances limitées. Aucune augmentation de production n'est attendue de ce côté (SRCAE Centre).

Le site est situé à proximité de l'Yèvre, 1,5 km au Nord mais il n'existe pas d'activité hydroélectrique sur le territoire du SAGE Yèvre-Auron. Le potentiel hydroélectrique au niveau du SAGE peut donc être considéré comme insignifiant.

La mise en œuvre d'un dispositif hydroélectrique apparaît peu envisageable pour le projet de l'extension de la ZAC des Alouettes bien qu'il reste à proximité d'une rivière.

2.7 SYNTHÈSE

Synthèse de l'utilisation et de l'échelle de mise en œuvre des principales énergies renouvelables présentes sur le territoire (Source : DREAL, DGEC)

Énergie	Utilisation	Système d'exploitation	Échelle de mise en œuvre ou critère(s) d'exclusion
Éolien	Électricité	Petit éolien	Bâtiment/Quartier
		Grand éolien	>Ville
Solaire thermique	Chaleur	Panneaux solaires thermiques (indépendants)	Bâtiment
		Ensemble de panneaux solaires thermiques (rassemblés en un site ou diffus sur plusieurs bâtiments), avec réseau de chaleur	Quartier/Ville
Solaire photovoltaïque	Électricité	Panneaux solaires photovoltaïques (indépendants)	Bâtiment
		Ferme solaire photovoltaïque	Quartier/Ville
Géothermie	Chaleur/Froid	Géothermie superficielle avec pompe à chaleur	Bâtiment
		Géothermie sur sondes	Bâtiment/Quartier
		Géothermie profonde	Ville
Aérothermie	Chaleur/Froid	Pompe à chaleur	Bâtiment
Hydraulique	Chaleur/Froid	Petit hydraulique	Quartier/Ville
		Grand hydraulique	>Ville
Biomasse	Chaleur/électricité	Chaudière biomasse individuelle ou d'immeuble (avec ou sans cogénération)	Bâtiment
		Chaudière biomasse collective (avec ou sans cogénération), avec réseau de chaleur	Quartier/Ville
Biogaz, gaz de décharge, gaz de récupération de l'industrie	Chaleur/électricité	Injection dans le réseau de distribution de gaz	>Ville
		Combustion sur le lieu de production	Bâtiment
		Chaudière gaz collective (avec ou sans cogénération), avec réseau de chaleur	Quartier/Ville
Chaleur des eaux usées	Chaleur	Système de récupération (échangeur) et pompe à chaleur	Bâtiment
		Système de récupération (échangeur), réseau de chaleur basse température et PAC	Quartier

CONCLUSION DU POTENTIEL EN ÉNERGIES RENOUVELABLES

Les caractéristiques du site et les activités prévues sont favorables à la production locale d'électricité par **solaire photovoltaïque** : potentiel solaire suffisant, grandes surfaces de toitures disponibles, besoins en électricité liés aux activités...

La **géothermie** présente un potentiel relativement bon sur le site. Sous réserve d'études techniques, cette source énergétique pourrait être valorisée.

Le potentiel de **bois-énergie** apparaît également important dans la région et pourrait également être utilisé sur le site. Néanmoins, cette solution présente des contraintes non négligeables (emprise importante pour la chaudière bois, alimentation en granulats par poids lourds...)

3. PRÉ-DIMENSIONNEMENT ET SCENARIOS

Dans cette partie, nous étudierons les différents scénarios de production envisageables sur le site pour déterminer la rentabilité des différentes sources d'énergies par rapport au projet ainsi que leur performance environnementale. **Pour rappel, l'ensemble de ces propositions est fondée sur plusieurs hypothèses qui devront être ajustées au fur et à mesure de l'évolution du projet.**

3.1. DÉFINITION DES SCENARIOS D'APPROVISIONNEMENT

Nous étudions les possibilités d'approvisionnement à partir des sources d'énergie disponibles sur site et des objectifs énergétiques fixés (RT 2012 - 20%, équivalent à Effinergie +). En effet, des solutions de production électriques ou au fioul ne seraient pas envisageables car non conformes aux objectifs de consommations énergétiques et d'émissions de gaz à effet de serre.

Plusieurs scénarios ont été établis :

- Scénario 1 : Gaz décentralisé
- Scénario 2 : Gaz + Panneaux photovoltaïques décentralisés
- Scénario 3 : Gaz + Pompe à chaleur en réseau de chaleur + Panneaux photovoltaïques décentralisés
- Scénario 4 : Gaz + Chaudière biomasse en réseau de chaleur

Pour cette étude, nous considérons un approvisionnement énergétique à l'aide d'un réseau de chaleur commun à l'ensemble des lots pour les scénarios 3 et 4. Cette solution paraît optimale d'un point de vue énergétique, car elle permet de mobiliser des sources d'énergies diverses, dans des conditions d'exploitation optimales. Pour les autres scénarios, une mise en circuit apparaît moins judicieuse et plus compliquée à mettre en œuvre. Dans le cadre des panneaux photovoltaïques ceux-ci devront être gérés à l'échelle du lot (scénario 2 et 3).

L'analyse des diverses solutions est basée sur deux critères : budgétaire (coût global) et environnemental.

Les besoins énergétiques sont des besoins utiles, c'est-à-dire livrés à l'utilisateur, on ne prend donc pas en compte les pertes sur le réseau ou les pertes de combustion, qui ne sont pas les mêmes pour le gaz ou les autres sources d'approvisionnement et peuvent ainsi entraîner une variation du coût d'exploitation réel.

L'étude permet de comparer, globalement l'impact économique et environnemental lié au choix de la source d'énergie principale utilisée pour couvrir les besoins chauds, froids et en électricité.

Il est rappelé que les chiffres affichés dans le présent rapport ne sont qu'indicatifs, et basés sur plusieurs hypothèses. Ils seront donc à affiner dans les étapes suivantes de la conception.

3.2. HYPOTHÈSES POUR L'ANALYSE

Les estimatifs de besoins énergétiques, coûts à l'investissement et à l'exploitation sont donnés à titre indicatif et seront sujet à des variations en fonction de l'évolution du projet et de l'affinage des données techniques, qui demeurent aujourd'hui sommaires et provisoires.

Hypothèses prises pour l'analyse :

- L'analyse en coût global est réalisée sur une durée de 50 ans ;
- Les besoins énergétiques sont des besoins utiles, c'est-à-dire livrés à l'utilisateur, on ne prend donc pas en compte les pertes sur le réseau ou les pertes de combustion ;
- Les coûts d'investissement sont donnés sans préoccupation de leur répartition entre les différents acteurs du projet d'aménagement qui seront à déterminer par la suite ;
- Les coûts estimés ne prennent pas en compte la fourniture et la mise en œuvre des organes de distribution de la chaleur dans les bâtiments ;

4 scénarios sont étudiés :

- Scénario 1 : approvisionnement par chaufferie gaz ;
- Scénario 2 : approvisionnement par chaufferie gaz et une couverture de 30% des besoins en électricité par du solaire photovoltaïque ;
- Scénario 3 : approvisionnement par pompe à chaleur géothermique sur nappe (50% des besoins chauds) + un complément par chaufferie gaz à condensation + une couverture de 30% des besoins en électricité par du solaire photovoltaïque ;
- Scénario 4 : approvisionnement par chaudière biomasse (50% des besoins chauds) et un complément par chaufferie gaz à condensation.

Le scénario 3 permet d'évaluer l'intégration de l'énergie géothermique au projet. Le potentiel de la nappe présente au droit du site doit être validé pour vérifier les capacités réelles d'alimentation du projet. Si le potentiel s'avérait insuffisant, il serait possible d'exploiter la chaleur du sol via la mise en œuvre de pieux sous les fondations des différents bâtiments. Cette technologie présente l'avantage d'être mobilisable à l'échelle d'un îlot ou même d'un lot, mais les puissances mobilisables sont inférieures à celles mobilisables via une nappe d'eau.

3.2.1. Données environnementales

Source : Annexe 4 de l'arrêté du 15 septembre 2006 relatif au diagnostic DPE et dans une étude RTE/ADEME ; AMORCE/ADEME

Les facteurs d'émission de gaz à effet de serre (GES) retenus pour les calculs sont résumés dans le tableau suivant :

	Facteur d'émission amont gCO2/kWh PCI ou élec
Fioul lourd	320
Fioul domestique	300
Gaz naturel	234
Électricité (hors électricité d'origine renouvelable utilisée dans le bâtiment)	180

	Facteurs d'émission du poste chauffage par mode de chauffage (en gCO2/kWhEu)
Réseau de chaleur géothermique	131
Réseau de chaleur bois	75
Chaudière gaz collective à condensation	276
PAC Géothermique	65
Biomasse (moyenne plaquettes et sciures)	8
Solaire thermique / PV	0

3.2.2. Données économiques

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

- P1 : consommations énergétiques
- P1' : consommations des auxiliaires nécessaires à la production énergétique ;
- P2 : conduite et petit entretien ;
- P3 : gros entretien et renouvellement à l'identique des installations ;
- P4 : amortissement des installations

À noter que les coûts sont indiqués dans leur globalité, sans indications de répartition des coûts de portage. Tous ces frais, notamment pour le réseau de chaleur, ne relèvent pas uniquement de la maîtrise d'ouvrage.

Les coûts ne prennent pas en compte les études de faisabilité et de maîtrise d'œuvre associés à chaque solution.

Les coûts d'investissements pris en compte pour chaque scénario, sont :

Scénario 1 :

- Chaudière gaz à condensation : 300 €/HT/ kW.

Soit 1 024 538 € HT pour une chaudière gaz 1050 kW.

Scénario 2 :

- Chaudière gaz à condensation : 300 €/HT/ kW.
- Panneaux photovoltaïques : 600 €/HT/kW.

Soit 1 467 029 € HT pour une chaudière gaz 1050 kW et l'implantation de panneaux photovoltaïques couvrant 30% des besoins en électricité.

Scénario 3 :

- Sonde sur nappe : moyenne de 1400 €/HT/ml
- PAC et accessoires : 475 €/HT/kW en moyenne ;
- Chaudière gaz à condensation : 300 €/HT/ kW.

Soit 1 961 852 € HT pour 2 sondes à 70 m de profondeur¹, 1 PAC de 750 kW, une chaudière gaz 1050 kW et l'implantation de panneaux photovoltaïques couvrant 30% des besoins en électricité.

Des frais supplémentaires sont également à prévoir pour le raccordement au réseau des différents lots (entre 800 et 900 €/ml) ainsi qu'un droit de raccordement pour chaque lot à la charge des acquéreurs. Ces données sont difficiles à intégrer dans l'étude à ce stade de la programmation.

Scénario 4 :

- Chaudière bois 800 €/HT/kW ;
- Chaudière à condensation appoint : 300 €/HT/kW.

Soit 1 878 319 € HT pour une chaudière biomasse 750 kW et 1 chaudière gaz 1050 kW.

¹ Valeur hypothétique issue de la bibliographie à confirmer à travers une étude de faisabilité.

SUBVENTIONS MOBILISABLES

Géothermie :

Pour les opérations sur aquifère, l'ADEME subventionne les installations à partir de 6 TEP EnR/an soit environ 70 MWh. La subvention maximale mobilisable est de 1250 €/tep pour la gamme de puissance considérée.

Biomasse :

Les subventions mobilisables peuvent représenter jusqu'à 1750 €/tep pour une installation comprise entre 0 et 250 tep.

Solaire photovoltaïque :

Les subventions peuvent représenter jusqu'à 40% du coût d'investissement.

Rappel :

1tep = 11 630 kWh

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 type P2 +P3 et le renouvellement de l'installation (P4). Les hypothèses de prix de l'énergie se basent sur les tarifs en offre de marché.

RENDEMENTS DES INSTALLATIONS

Les rendements pris en compte sont les suivants :

- 95 % pour les chaudières gaz à condensation
- 80% pour l'électricité du réseau
- 15% pour les panneaux photovoltaïques
- 85 % pour la chaudière biomasse

- Le coefficient de performance (COP) des pompes à chaleur géothermiques est de 4. Le rendement global des installations pris en compte est de 0.98.

COÛTS DE L'ÉNERGIE

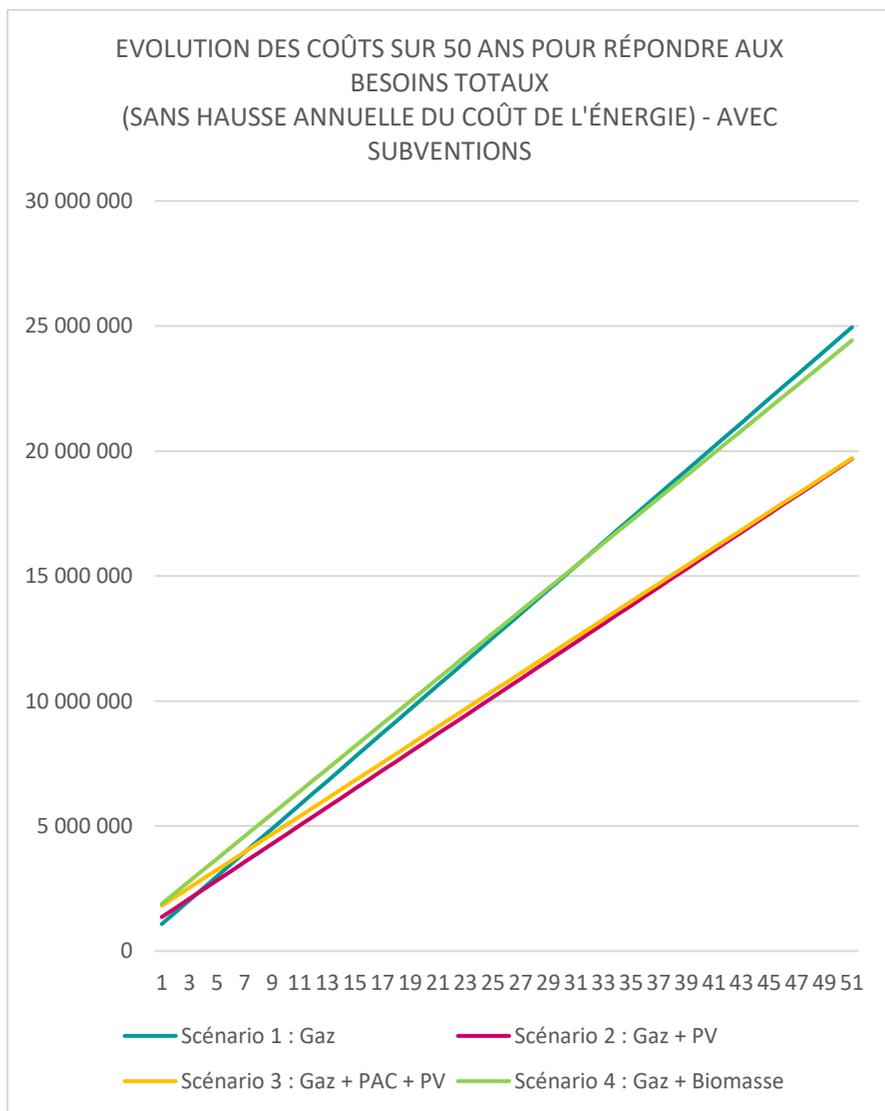
	Gaz	Électricité du réseau	Photovoltaïque	PAC	Biomasse
Cout de l'énergie (€/MWh)	82	128	0	71	37

Synthèse des coûts par type de source d'énergie

3.3 ANALYSE ÉCONOMIQUE

3.3.1. Sans évolution des coûts de l'énergie

	Scénario 1	Scénario 2 (PV)	Scénario 3 (PAC+PV)	Scénario 4 (Biomasse)
Coût d'investissement TOTAL (en € TTC)	1 080 887	1 547 716	2 069 754	1 981 627
Subventions Mobilisables (en € TTC)	0	186 731	253 720	93 801
Cout d'investissement avec subventions (en € TTC)	1 080 887	1 360 984	1 816 035	1 887 826
Cout total en Millions d'€ TTC hors subventions (sur 50 ans) sans évolution du cout de l'énergie	24,95	19,87	19,96	24,52
Cout global en €/MWh TTC hors subventions sans évolution du cout de l'énergie	263	220	221	256
Cout total en Millions d'€ TTC avec subventions (sur 50 ans) sans évolution du cout de l'énergie	24,95	19,68	19,71	24,42
Cout global en €/MWh avec subventions sans évolution du cout de l'énergie	263	218	218	255



Sans prise en compte de l'évolution des coûts des énergies, et en considérant les subventions, le recours à la géothermie et aux panneaux photovoltaïques ressortent

comme les solutions les plus rentables. Le scénario 2 apparaît avantageux au bout de 3 ans et le scénario 3 au bout de 7 ans par rapport au scénario tout gaz tandis que le scénario 4 apparaît rentable qu'au bout de 31 ans.

Néanmoins comme précisé précédemment, la mise en place du scénario 3 (géothermie) nécessite des frais supplémentaires pour le raccordement au réseau des différents lots ainsi qu'un droit de raccordement pour chaque lot qui augmentera fortement le coup d'investissement.

Sans prise en compte de l'évolution des coûts des énergies, la chaudière biomasse ne ressort pas comme une solution rentable.

3.3.2. Avec évolution des coûts de l'énergie

Source : l'étude Amorce-ADEME

Les comparatifs des modes de chauffage et prix de vente de la chaleur prend en compte les évolutions annuelles des prix des énergies suivantes :

- 2% pour les réseaux de chaleur majoritairement alimentés par de EnR&R ;
- 4,1% pour les réseaux de chaleur majoritairement alimentés par des énergies fossiles ;
- 3% sur le prix du gaz ;
- 3,9% sur le prix du fioul ;
- 2% sur le prix de l'électricité.

Pour notre étude, nous prenons les hypothèses suivantes :

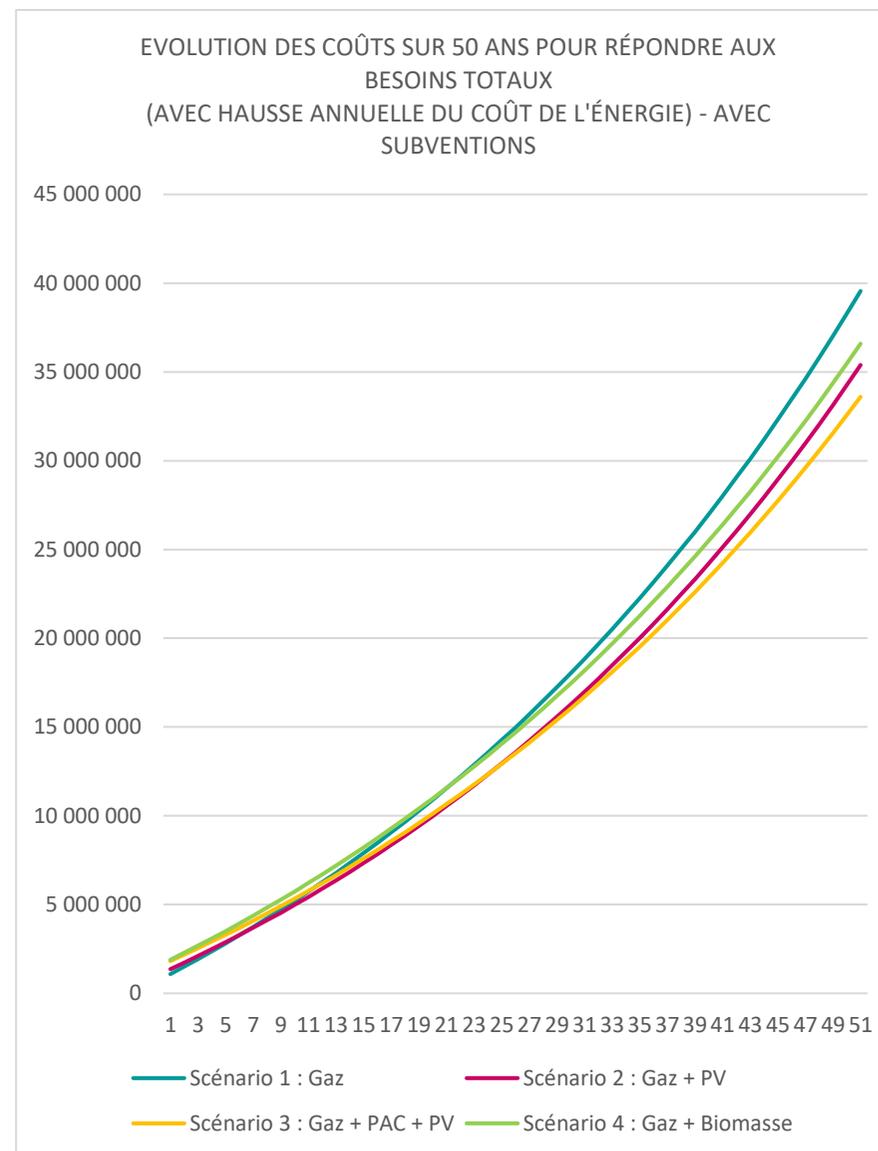
	Gaz naturel	Géothermie	Biomasse	Électricité
Tendance hausse	Forte	Moyenne	Moyenne à faible	Moyenne
Évolution annuelle des prix de l'énergie (P1+P2+P3)	+ 3%	+ 2 %	+ 2%	+ 2 %

Nota : dans cette estimation, nous n'intégrerons pas l'impact de l'inflation ni l'actualisation sur l'évolution des coûts d'exploitation (P2 et P3, principalement).

	Scénario 1	Scénario 2 (PV)	Scénario 3 (PAC+PV)	Scénario 4 (Biomasse)
Coût d'investissement TOTAL (en € TTC)	1 080 887	1 547 716	2 069 754	1 981 627
Subventions Mobilisables (en € TTC)	0	186 731	253 720	93 801
Coût d'investissement avec subventions (en € TTC)	1 080 887	1 360 984	1 816 035	1 887 826
Coût total en Millions d'€ TTC avec subventions (sur 50 ans) avec évolution du coût de l'énergie	39,56	35,39	33,60	36,59
Coût global en €/MWh TTC avec subventions avec évolution du coût de l'énergie	222	199	189	205

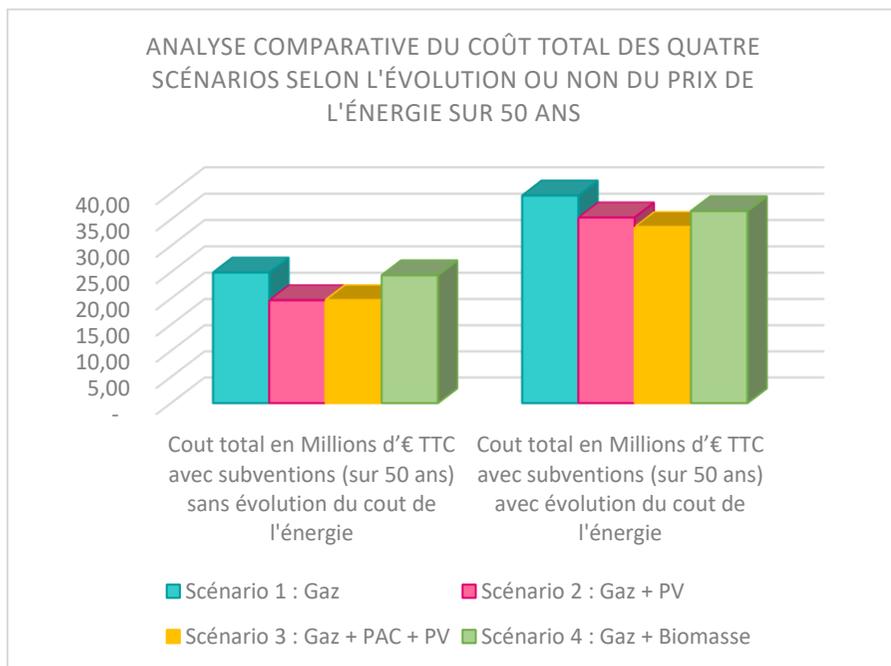
Ce scénario, plus réaliste compte tenu des tendances constatées et de l'évolution des coûts des énergies, montre que les solutions mobilisant des énergies renouvelables sont plus avantageuses économiquement sur le long terme. La hausse de leur coût est en effet plus limitée que celle des énergies fossiles. Le scénario 2 (Gaz + PV) devient plus rentable que le scénario 1 de référence (gaz) au bout de 6 ans. Tandis que pour les scénarios 3 et 4, ils deviennent respectivement rentables au bout de 11 et 21 ans.

Sur le long terme, le scénario 3 (PAC+PV) ressort comme le plus avantageux économiquement. Il devient la solution la plus rentable au bout de 24 ans.



SYNTHÈSE DE L'ANALYSE ÉCONOMIQUE

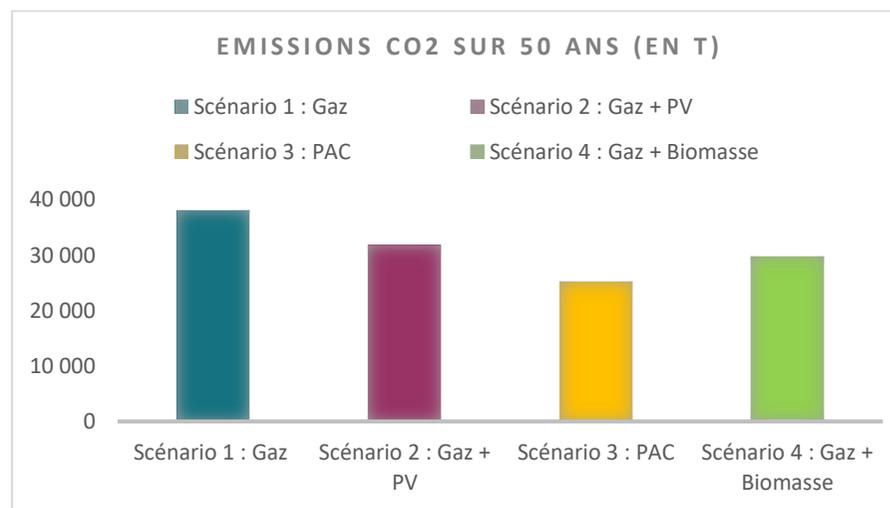
Sans évolution du coût de l'énergie les scénarios 2 et 3 apparaissent les plus rentables. Avec prise en compte de l'évolution de l'énergie, le scénario 3 ressort comme le plus avantageux économiquement. Toutefois, ces conclusions restent à nuancer puisque le coût d'investissement ne prend pas en compte les frais de raccordements et le droit de raccordement au réseau de chaleur pour chaque acquéreur.



3.4. ANALYSE ENVIRONNEMENTALE

Les émissions de CO₂ générées, suivant les scénarios, sont les suivantes :

	Scénario 1 : Gaz	Scénario 2 : Gaz + PV	Scénario 3 : Gaz + PAC + PV	Scénario 4 : Gaz + Biomasse
Total Emissions annuelles CO ₂ (en T/an)	761	636	504	594
Total Emissions CO ₂ sur 50 ans (en T)	38 037	31 786	25 211	29 685



4. CONCLUSION

Tableau récapitulatif des atouts et inconvénients par technologie

	Avantages	Inconvénients
Scénario 1 : Gaz	<ul style="list-style-type: none"> - Coût d'investissement le moins cher 	<ul style="list-style-type: none"> - Émissions de gaz à effet de serre importantes - Incertitude sur la disponibilité de la ressource à long terme - Risque élevé d'augmentation du coût de l'énergie
Scénario 2 : Gaz + Panneaux photovoltaïques (PV)	<ul style="list-style-type: none"> - Coût d'investissement raisonnable - Scénario devenant le plus rentable rapidement (6 ans) 	<ul style="list-style-type: none"> - Émissions de gaz à effet de serre importantes car seule une partie des besoins en électricité est couverte par une énergie renouvelable - Incertitude sur la disponibilité de la ressource à long terme (partie non solaire) - Risque élevé d'augmentation du coût de l'énergie (partie non solaire)
Scénario 3 : Gaz + PAC géothermique + PV	<ul style="list-style-type: none"> - Scénario rejetant le moins d'émissions de GES - Risque d'augmentation du coût de l'énergie moins important (scénario présentant la part d'énergies renouvelable la plus importante) 	<ul style="list-style-type: none"> - Coût d'investissement conséquent - Vitesse de rentabilité moyenne (11 ans) - Émissions de gaz à effet de serre liées à l'utilisation d'électricité ou de gaz pour compléter ce qui n'est pas

	<ul style="list-style-type: none"> - Scénario le plus rentable sur le long terme 	<ul style="list-style-type: none"> - couvert par les énergies renouvelables. - Risque d'augmentation du coût de l'énergie.
Scénario 3 : Gaz + Biomasse	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilité de développement de filières locales (forêts durablement gérées) et impacts sociaux associés - Stabilité du prix de l'énergie sur le long terme - Solution rentable sur le long terme 	<ul style="list-style-type: none"> - Émissions de gaz à effet de serre importantes - Nécessité de maîtriser finement les rejets de polluants - Emprises nécessaires pour les installations (stockage, combustible, surtout). - Coût d'investissement important rentabilisé qu'au bout de 21 ans

Le scénario 3 (Géothermie + PV) ressort comme le plus avantageux, tant d'un point de vue économique qu'environnemental. Néanmoins, son coût d'investissement reste très élevé et à ce stade de l'étude, les coûts réels d'investissement apparaissent difficilement évaluables. Le choix de ce scénario permettrait néanmoins de limiter l'impact environnemental du projet. Des études de faisabilité doivent être menées pour réellement envisager la solution de la géothermie. Les contraintes liées à de telles installations (programmation et administratives) devront être étudiées plus en détail lors des prochaines phases du projet si ce choix est retenu.

Si la géothermie apparaît techniquement difficilement réalisable ou trop onéreuse, l'emploi seul des panneaux photovoltaïques présente des résultats satisfaisants économiquement et permet tout de même de réduire les émissions GES.

La solution avec une chaufferie bois permet d'assurer une production de chaleur tout au long de l'année grâce à une ressource locale. Elle nécessite cependant des surfaces importantes pour l'implantation des chaufferies et des locaux de stockage du combustible, qui devront être validées lors de la poursuite des études de conception du projet (tout comme les conditions de desserte pour l'approvisionnement en combustible) si cette solution est retenue. Néanmoins, celle-ci ne ressort pas comme la solution la plus adaptée pour la ZAC des Alouettes.