



Le Pays Rochois
COMMUNAUTÉ DE COMMUNES

 **CITADIA**
CONSEIL

 **even**
CONSEIL

PAE DES JOURDIES

ÉTUDE DE POTENTIEL EN ENERGIES RENOUVELABLES

SEPTEMBRE 2024



SOMMAIRE

I – Description et contexte du projet	3
1.1. Contexte politique et réglementaire.....	4
1.2. Contexte climat air énergie de la CC du Pays Rochois	10
1.3. Projet d’extension du PAE Les Jourdiès	13
1.4 Desserte énergétique actuelle du secteur	18
1.5 Besoins énergétiques associés	19
II – Potentiel de développement des énergies renouvelables	25
2.1 L’énergie solaire	26
2.2 L’énergie éolienne	32
2.3 L’énergie géothermique	36
2.4 La biomasse	40
2.5 La récupération de chaleur des eaux domestiques.....	44
2.6 Les autres technologies existantes	46
2.7 Synthèse	52
III – Pré-dimensionnement et scénarii	53
3.1 Définition des scénarios d’approvisionnement	54
3.2 Hypothèses pour l’analyse.....	54
3.3 Analyse économique	56
3.4 Analyse environnementale	59
3.5 Conclusion	60



I – DESCRIPTION ET CONTEXTE DU PROJET

1. Contexte politique et réglementaire
2. Contexte climat air énergie de la CC du Pays Rochois
3. Projet d'extension du PAE Les Jourdiés
4. Desserte énergétique actuelle du secteur
5. Besoins énergétiques associés



II. DESCRIPTION ET CONTEXTE DU PROJET



1.1. CONTEXTE POLITIQUE ET REGLEMENTAIRE

Des enjeux internationaux à intégrer localement

A l'heure où les questions énergétiques et climatiques deviennent des enjeux majeurs à l'échelle planétaire, leur gestion représente un véritable défi. Le réchauffement climatique et la raréfaction des ressources naturelles, notamment fossiles, sont aujourd'hui, de réelles problématiques qui nécessitent la mise en place d'actions concrètes et durables. Au fur et à mesure de la prise de conscience de ces enjeux, les pouvoirs publics ont instauré des objectifs à atteindre afin de permettre l'atténuation de ces phénomènes. 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 du PAE des Jourdiès 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.

Cadres de référence nationaux, régionaux et locaux

⇒ À l'échelle nationale

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.

Dernièrement, la **loi Climat et Résilience**, promulguée et publiée au Journal officiel le 24 août 2021, vise à accompagner la transition vers une société neutre en carbone, résiliente, juste et solidaire. Elle définit un cadre stratégique pour aider l'ensemble des acteurs concernés à engager cette transition. Dès le tout premier article de la loi, l'État s'engage à respecter l'objectif de baisse d'au moins 55 % des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030, dans le sens de la feuille de route européenne « Fit for 55 » adoptée en 2021. Le texte s'inscrit également dans l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050.

La Loi Climat et résilience et la Loi ZAN

La loi Climat et résilience du 22 août 2021 encourage le développement des énergies renouvelables. Elle vise à :

- Faciliter la déclinaison territoriale de la PPE ;
- Faire évoluer certains leviers mobilisables par les communes en matière de projets éoliens ;
- Renforcer les obligations de performance énergétique et environnementale de certains bâtiments ou parties de bâtiments à usage économique et des aires de stationnement associées ;

Elle apporte également toute une série de dispositions en matière d'énergies renouvelables avec des mesures spécifiques à certains types de production d'énergie.



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, Energie, 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, NO_x, NH₃, COVNM, PM_{2,5}), conformément aux objectifs européens définis par la directive (UE) 2016/2284 sur la réduction des émissions nationales de certains polluants atmosphériques,
- 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.

RÉDUCTION
DES ÉMISSIONS
PAR RAPPORT À 2005



POLLUANT	À partir de 2020	À partir de 2030
Dioxyde de soufre (SO ₂)	-55 %	-77 %
Oxydes d'azote (NO _x)	-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 Ecologique 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 :

- A court/moyen terme : réduction des émissions de -27% à l'horizon 2028 par rapport à 2013 ;

- A 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. Elles comprennent les volets suivants :

- Sécurité d'approvisionnement ;
- Développement de l'exploitation des énergies renouvelables ;
- Amélioration de l'efficacité énergétique et baisse de la consommation d'énergies fossiles ;
- Développement de la production locale d'énergie ;
- Développement de la mobilité propre ;
- Réduction du coût de l'énergie ;
- Évaluation des besoins en compétences professionnelles dans le domaine.

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

⇒ À l'échelle régionale

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 Auvergne-Rhône-Alpes en décembre 2019 et a été approuvé par arrêté du préfet de région le 10 avril 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) et le Schéma régional Éolien (SRE) sur les thématiques de l'énergie.

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.

Plusieurs objectifs du SRADDET s'attachent à s'inscrire dans une transition énergétique ambitieuse tels que :

- Réduire la consommation énergétique de la région de 23% par habitant à l'horizon 2030 ;
- Augmenter de 54% à l'horizon 2030 la production d'énergies renouvelables (électriques et thermiques) en accompagnant les projets de production d'énergies renouvelables et en s'appuyant sur les potentiels de chaque territoire, et porter cet effort à 100% d'ici 2050 ;
- Réduire les émissions de GES de 30% à l'horizon 2030 par rapport aux émissions constatées de 2015 ;
- Diminuer les émissions de polluants dans l'air avec notamment par rapport aux constats de 2015 une diminution de :
 - 44 % des émissions globales de NO₂ ;
 - 38 % des émissions globales de particules fines PM₁₀ ;
 - 41 % des émissions globales de particules très fines PM_{2.5} ;
 - 35 % des émissions globales de COV (composés organiques volatils, précurseurs de l'ozone) ;
 - 72 % (par rapport à 2005) des émissions de SO₂ ;
 - 3 % des émissions de NH₃.

Pour répondre à ces objectifs, 13 règles relatives aux thématiques du climat, de l'air et de l'énergie ont été fixées pour les documents de planification et d'urbanisme :

- **Règle n°23** : « Performance énergétique des projets d'aménagement », visant à établir des objectifs performanciers en matière d'énergie pour les projets d'aménagement (réduction de la consommation, développement des énergies renouvelables) ;
- **Règle n°24** : « Trajectoire neutralité carbone », pour répondre à l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, les documents d'urbanisme devront inciter les maîtres d'ouvrage à la prise en compte du potentiel de végétalisation, du potentiel de production en énergies renouvelables et les modalités de diminution de GES de leur projet d'aménagement ;
- **Règle n°25** : « Performance énergétiques des bâtiments neufs », elle vise à promouvoir la construction de bâtiments neufs à des niveaux ambitieux de performance énergétique afin de diminuer la consommation d'énergie et baisser l'impact carbone ;
- **Règle n°26** : « Rénovation énergétique des bâtiments », elle vise à réduire les consommations d'énergie dans les bâtiments par la réalisation de travaux de rénovation énergétique ;
- **Règle n°27** : « Développement des réseaux énergétiques », les documents devront prévoir que le développement de l'urbanisation se fasse en cohérence avec l'existant ou les projets de réseaux énergétiques en privilégiant les énergies renouvelables et de récupération pour leur alimentation ;
- **Règle n°28** : « Production d'énergie renouvelable dans les zones d'activités économiques et commerciales », elle invite à conditionner les projets de création ou d'extension des zones d'activités économiques et commerciales à l'intégration de dispositifs de production d'énergie renouvelable ou de récupération de l'énergie fatale ;
- **Règle n°29** : « Développement des énergies renouvelables », elle vise le déploiement des énergies renouvelables sur le territoire afin d'atteindre le mix énergétique régionale tout en prenant en considération la préservation de la TVB et du foncier, ainsi que l'intégration paysagère et la protection des espaces sensibles (sites inscrits, classés...). La priorité à l'échelle régionale concerne notamment le développement des filières bois-énergies, de la méthanisation et du photovoltaïque ;
- **Règle n°30** : « Développement maîtrisé de l'énergie éolienne », elle prône une réflexion autour d'une stratégie de développement de l'éolien

sur les territoires en prenant en compte les sensibilités de chacun d'entre eux (enjeux paysagers, écologiques...) ;

- **Règle n°31** : « Diminution des GES », elle vise à favoriser la diminution drastique des émissions GES dans les secteurs les plus émetteurs (mobilité, bâtiments...) et la préservation voire le développement des puits de captation du carbone ;
- **Règle n°32** : « Diminution des émissions de polluants dans l'atmosphère », elle vise une amélioration de la qualité de l'air sur le territoire en imposant aux documents d'urbanismes la définition de dispositifs pour réduire les émissions polluantes ;
- **Règle n°33** : « Réduction de l'exposition de la population aux polluants atmosphériques », cette règle cherche à limiter l'exposition des populations sensibles aux zones les plus polluées ;
- **Règle n°34** : « Développement de la mobilité décarbonée », elle prévoit notamment de mailler le territoire avec des bornes GNV, électriques et H2/hydrogène.

Le Schéma Régional du Climat, de l'Air et de l'Énergie (SRCAE)

À présent fusionné dans le SRADDET, le SRCAE de la région Rhône-Alpes, datant d'avril 2014, contenait des objectifs chiffrés spécifiques à chaque secteur pour atteindre les objectifs du Facteur 4. Les principaux objectifs du SRCAE à l'horizon 2020 étaient les suivants :

Au niveau du parc bâti

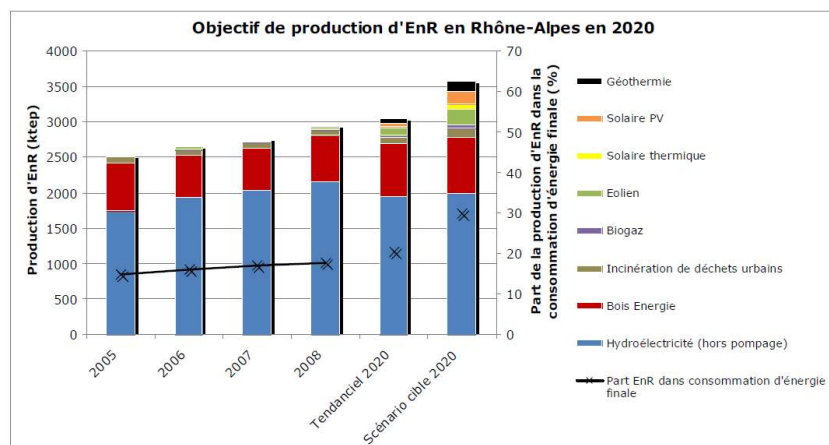
- Rénover 85 000 logements par an ;
- Réhabiliter 128 000 logements par an, soit le double du nombre actuel estimé ;
- Améliorer la qualité des rénovations pour atteindre des réhabilitations de type BBC (Bâtiment Basse Consommation) ;
- Accélérer de 2% à 3% en 2025 le rythme de rénovation du parc tertiaire ;
- Raccorder 450 000 logements supplémentaires au chauffage urbain (soit + 40 % par rapport à aujourd'hui) ;
- Passer de ¼ des constructions neuves passives à 100% en 2020.



Au niveau de la production énergétique

- Faire passer de 2 750 GWh en 2008 à 3190 GWh la part de la chaleur distribuée par les réseaux de chaleur à partir d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) : Usine d'incinération d'ordures ménagères, géothermie, biomasse... ;
- Passer de 60 GWh en 2005 à 2300 GWh l'électricité éolienne ;
- Passer de 1 à 2400 MWh pour le solaire photovoltaïque ;
- Passer de 46 GWh à 1071 GWh pour le solaire thermique ;
- Passer d'un niveau pratiquement inexistant à 1565 GWh pour la géothermie ;
- Augmenter de 10% de la production de chaleur à partir de bois énergie pour atteindre 8432 GWh en 2020 ;
- Quintupler la production d'énergie biogaz ;
- Passer de 970 GWh à 1500 GWh d'énergie renouvelable produite à partir d'incinération de déchets ;
- Sextupler la production d'électricité par cogénération bois pour atteindre 300 GWh.

Les objectifs fixés en Rhône-Alpes pour chaque type de sources d'énergie renouvelable sont synthétisés dans le graphique ci-après.



Source : SRCAE Rhône-Alpes

Le Schéma Régional Éolien (SRE)

Ce document constituait une annexe du SRCAE et fait partie intégrante à présent du SRADDET. Il définit les zones favorables au développement de l'éolien et mentionne les enjeux et les contraintes régionales liés à ces dernières.

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

Il est élaboré par RTE (Réseau de transport d'électricité) et approuvé par le Préfet de région, en février 2022. Le projet de Schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) identifie les adaptations à apporter au réseau électrique pour répondre aux orientations nationales et régionales de la transition énergétique.

D'après la synthèse financière du S3REnR Auvergne Rhône Alpes : « Le S3REnR Auvergne Rhône-Alpes dégage une capacité globale de raccordement de 7,6 GW, dont 5,6 GW environ par l'utilisation ou le renforcement d'ouvrages existants et 2 GW par la création de nouveaux ouvrages. Ce sont ainsi 564 M€ de nouveaux investissements sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité qui sont nécessaires pour accueillir le gisement. Sur ce montant, le S3REnR prévoit 387 M€ d'investissements sur le réseau public de transport d'électricité, dont 182 M€ liés aux ouvrages de création, inclus dans le périmètre de mutualisation à la charge des producteurs via le paiement d'une quote-part. A ces sommes s'ajoutent :

- 176 M€ d'investissements dans les postes sources du réseau public de distribution géré par Enedis, dont 135 M€ liés aux créations d'ouvrages,
- 0,7M€ d'investissements dans les postes sources du réseau public de distribution géré par ESS (Energie et Services de Seyssel) liés aux créations d'ouvrages,
- Les autres gestionnaires de distribution (RSE, GreenAlp, SOREA, RET, RGES, RGE12) n'ont pas identifié de besoin de travaux sur leurs postes sources pour accueillir les gisements identifiés.

La quote-part du projet de S3REnR Auvergne Rhône-Alpes s'établit ainsi à 36,97 k€/MW. »



Le Schéma Régionale Biomasse (SRB)

Le SRB est élaboré conjointement par l'État et la Région. Dans le cadre de la transition énergétique et d'une économie circulaire, il vise une mobilisation accrue des ressources en biomasse-énergie dans le mix énergétique national en cohérence avec le Plan Régional de la Forêt et du Bois (PRFB) et les objectifs relatifs à l'énergie et au climat fixés par l'Union Européenne. Ses objectifs sont notamment :

- développer les ressources en biomasse, ;
- mieux les mobiliser et les valoriser ;
- approvisionner les installations de production d'énergie ;
- améliorer des connaissances des gisements (de biomasse renouvelable) ;
- améliorer le développement de ses usages non-alimentaires.

A horizon 2035 la région Auvergne-Rhône-Alpes porte des objectifs pour le développement de la filière bois-énergie (gisements cumulés jusqu'en 2035) : +6000 GWh/an produits par 1200 nouvelles chaufferies, soit 60 nouvelles installations par an, ainsi que pour la méthanisation : +600 unités par rapport à 2018 et +5000GWh/an produits, dont 3700GWh/an injectés dans les réseaux de gaz, soit 11% de la consommation régionale de gaz de 2018.

⇒ À l'échelle territoriale

Les Plans Climat-Air-Energie territoriaux (PCAET)

À l'échelle territoriale, des Plans Climat-Air-Énergie territoriaux (PCAET) permettent d'encadrer ces thématiques. 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. Ainsi, conformément à la Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, **la Communauté de Communes du Pays Rochois a lancé un PCAET en 2018, approuvé le 5 février 2020.**

Il s'inscrit dans un contexte réglementaire mondial (Protocole de Kyoto), national (Grenelle II de l'environnement) mais aussi local puisque le Pôle Métropolitain du Genevois Français est lauréat TEPOS et que le Pays Rochois est lauréat TEPCV. La Communauté de communes est aussi concernée par le Plan pour la Protection de l'Atmosphère de la Vallée de l'Arve. Ces documents affichent des objectifs nets de réduction des consommations énergétiques et des émissions de GES pour les années à venir. Ils engagent aussi des objectifs de production d'énergies renouvelables pour augmenter la part des ENR dans le bilan final des consommations énergétiques des territoires concernés.

Le PCAET fixe plus précisément les objectifs principaux suivant à l'horizon 2030 :

- Réduire de 20% la consommation énergétique du territoire en 2030 par rapport à 2015,
- Réduire de 50% les émissions de GES en 2030 par rapport à 2015,
- Diminuer les émissions de polluants atmosphériques avec notamment par rapport aux constats de 2015 une diminution de :
 - 51 % des émissions globales de NO_x ;
 - 60 % des émissions globales de particules fines PM₁₀ ;
 - 67 % des émissions globales de particules très fines PM_{2.5} ;
 - 20 % des émissions globales de COV (composés organiques volatils, précurseurs de l'ozone) ;
 - 17 % (par rapport à 2005) des émissions de SO₂ ;
 - 33 % des émissions de NH₃.
- Porter la part de la production d'énergies renouvelables et de récupération à 107 GWh, soit une augmentation de 72% par rapport à 2015 (62 GWh en 2015).

Un plan d'actions a été mis en place et reflète les priorités stratégiques fixées par le Pays Rochois. Il se décline selon les axes et cibles suivantes :

⇒ **Axe 1 : Un territoire à énergie positive pour rester attractif**

- Des logements sobres en énergie
- Accompagner les publics précaires dans la réduction de leur consommation énergétique
- Aménager de façon maîtrisée le territoire
- Une recherche d'efficacité énergétique dans les entreprises
- Produire et distribuer nos énergies
- Développer de nouvelles façons de se déplacer sur le territoire

⇒ **Axe 2 : Un territoire résilient et innovant**

- Adapter le territoire au changement climatique
- Agir en faveur de la qualité de l'air
- Développement du potentiel de stockage carbone
- Des déchets en moindre quantité, et synonymes de ressources
- Une économie locale, par et pour les habitants

⇒ **Axe 3 : Des acteurs mobilisés**

- Soutenir la mobilisation citoyenne

⇒ **Axe 4 : Une collectivité exemplaire**

- Mobilité durable
- Des bâtiments publics plus sobres en énergie
- De bonnes pratiques au quotidien

Le plan de protection de l'atmosphère de la vallée de l'Arve

La commune de Saint-Pierre-en-Faucigny est incluse dans le périmètre du Plan de Protection de l'Atmosphère de la vallée de l'Arve, démarche engagée depuis septembre 2010. L'objectif de ce Plan est la mise en œuvre rapide d'actions de réduction de la pollution atmosphérique. À l'échelle de la CCPR, plusieurs actions ou projets sont mis en œuvre pour améliorer la qualité de l'air du territoire :

- ⇒ Le projet de production de biométhane pour véhicules, issue de la méthanisation des boues de la station d'épuration (Arvéa) porté par la

CCPR permet de supprimer les émissions de particules fines et de réduire les émissions d'oxyde d'azote.

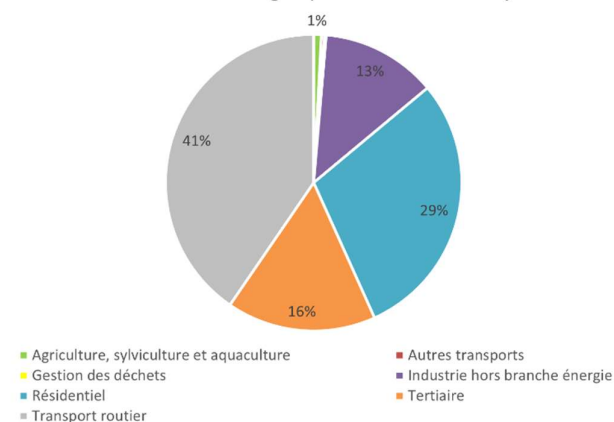
- ⇒ Le projet Equilibre, engagé par 4 transporteurs de marchandises, vise à évaluer la pertinence de la filière gaz pour le transport routier, en expérimentant, pendant 1 an, 15 poids lourds roulant au GNV, monitorés.
- ⇒ L'aménagement de la gare de la Roche-sur-Foron pour en faire un pôle multimodal et favoriser les mobilités durables.
- ⇒ Participation au financement du CEVA (Ligne Leman Express, liaison Cornavin- Eaux-Vives – Annemasse)
- ⇒ Proxim'lti : Service de transport à la demande, géré par le SM4C, en partenariat avec la CC Pays Rochois, la CC des 4 rivières, la CC Arve et Salève.

1.2. CONTEXTE CLIMAT AIR ENERGIE DE LA CC DU PAYS ROCHOIS

Consommations énergétiques

En 2022, le territoire du Pays Rochois a consommé 774 GWh. Le secteur le plus consommateur est celui du transport routier (41%). L'industrie intervient en 4^{ème} position totalisant 13% des consommations énergétiques. La moyenne annuelle des consommations énergétiques du Pays Rochois est de 26,5 MWh/hab en 2022, équivalente à celle du Pôle métropolitain du Genevois français.

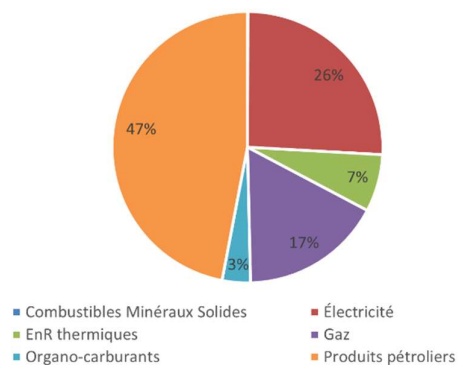
Consommation d'énergies par secteur - CC du Pays Rochois



(Source : ORCAE – données 2022)

Les produits pétroliers ressortent comme les énergies les plus utilisées (47 % des usages), essentiellement dans les transports, mais aussi dans l'industrie et pour le chauffage des logements. L'électricité représente la deuxième énergie utilisée sur le territoire avec un peu plus d'un quart de la consommation (26%). La contribution des énergies renouvelables thermiques n'est quant à elle qu'à hauteur de 7%.

Consommation par type d'énergie - CC du Pays Rochois



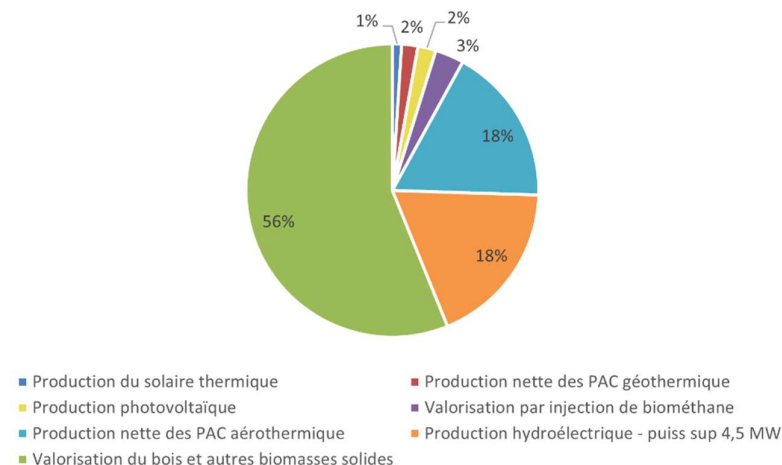
(Source : ORCAE – données 2022)

Dans le secteur de l'industrie, dominant sur le site des Jourdiés, les consommations sont estimées en 2050 à 43 GWh/an contre 97 GWh en 2022, soit une réduction de 44%.

Energies renouvelables

En termes d'énergies renouvelables, le Pays Rochois a produit environ 81 GWh en 2022 (source : ORCAE), ce qui correspond à seulement à un peu plus de 10% de la couverture des besoins énergétiques en 2022. La principale filière exploitée est celle du bois énergie avec 58% des parts d'EnR produites en 2022.

Répartition des productions d'énergies renouvelables - CC du Pays Rochois

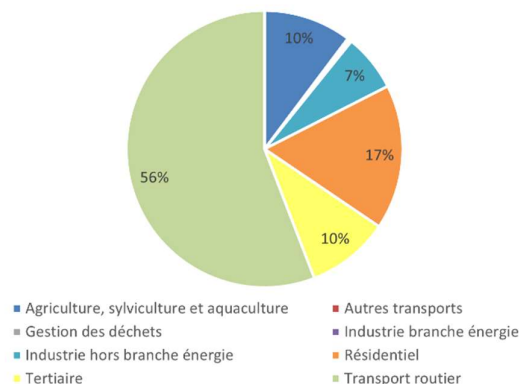


(Source : ORCAE - données 2022)

Emissions de GES

Le territoire intercommunal a émis un peu moins de 157 kteCO₂ en 2019. Le transport routier est responsable de plus de la moitié des émissions (56%), suivi par le résidentiel avec 17% et les secteurs agricole et tertiaire avec chacun 10% des émissions. Le secteur de l'industrie représente, quant à lui 7% des émissions.

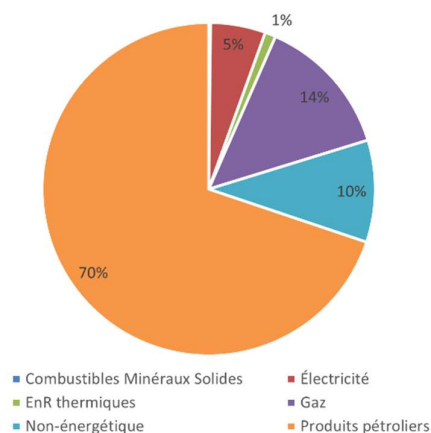
Emissions de GES par secteur d'activité - CC du Pays Rochois



(Source : ORCAE – données 2019)

Les produits pétroliers représentent 70% des émissions ; vient ensuite le gaz avec 14%, suivi par les émissions non énergétiques (10%) en provenance principalement du secteur agricole.

Emissions de GES par type d'énergie (CC du Pays Rochois)



(Source : ORCAE – données 2019)

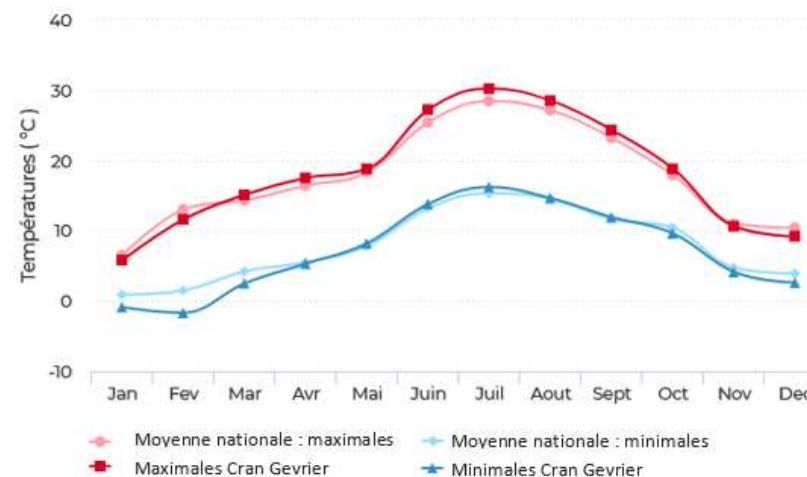
Climat

Sources : Météo France, Station météorologique de cran Gevrier

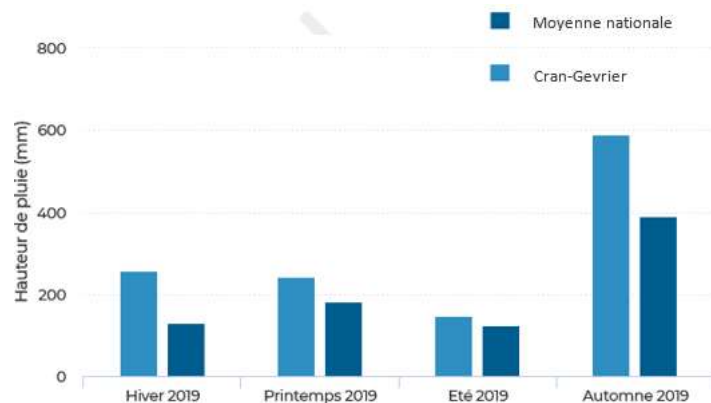
Le climat local est de type tempéré avec une tendance continentale affirmée (des écarts de température très marqués entre hiver et été).

Températures et précipitations

La température moyenne annuelle est de 9,9°C. Juillet apparaît comme le mois le plus chaud (maximale 30,2°C en 2019) tandis que janvier ressort comme celui le plus froid (minimale - 0,9°C en 2019). Les températures locales sont relativement proches des moyennes nationales.



Source : Météo France, linternaute.com



Source : Météo France, linternaute.com

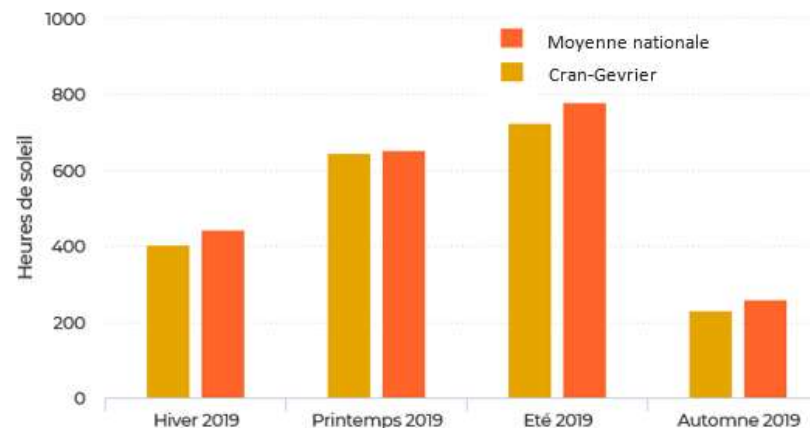
En 2019, la moyenne annuelle de précipitations pluviométriques est de 1 234 mm cumulés contre une moyenne nationale des villes de 827 mm. Les précipitations les plus importantes sont à l'automne avec 588 mm tombés en 2019.

Vents

Les vents ont une prédominance Nord/Nord-Est (la bise). Les vents orientés d'Ouest à Nord-Ouest amènent les perturbations océaniques, tandis que les vents de Sud/Sud-Ouest génèrent des orages violents sur les reliefs.

Ensoleillement

La zone bénéficie d'un bon ensoleillement, avec une durée moyenne d'insolation de 2 010 h en 2019 bien qu'elle soit en dessous de la moyenne nationale des villes qui est de 2 141 h.



Source : Météo France, linternaute.com

1.3. PROJET D'EXTENSION DU PAE LES JOURDIES

Description du projet

Le Parc d'Activité Economique (PAE) des Jourdiés localisé au Nord de la commune de Saint-Pierre-en-Faucigny en Haute-Savoie (74), s'étend sur 30 ha et accueille près de 160 entreprises de domaines divers et variés. Il bénéficie d'une localisation préférentielle grâce à sa proximité avec l'A40 et la RD1203, à l'interface avec les espaces agricoles. Un projet d'extension de ce parc est prévu. L'emprise du projet d'extension est délimitée par l'autoroute A40 au Nord et par la RD1203 au Sud et représente une superficie de 16 ha. Elle est localisée dans les cartes ci-après.



Localisation du projet d'extension du PAE des Jourdiès (échelle 1/100 000 ; Source : Geoportail)

Le projet d'aménagement, situé en continuité du parc existant, viendra créer une nouvelle limite à l'urbanisation en consommant des terres actuellement dédiées à l'activité agricole. Le site accueille aujourd'hui des prairies et des cultures céréalières (blé, orge). De plus, il bénéficie d'une forte visibilité depuis les villages alentours du fait de l'organisation du grand paysage.



Localisation du projet sur la commune de Saint-Pierre-en-Faucigny

Outre les impacts paysagers et ceux engendrés par une perte d'espaces fonctionnelles pour l'agriculture et la biodiversité (corridors identifiés par le SRCE), le projet induira potentiellement d'autres incidences notamment en termes de nuisances sonores, de qualité de l'air, de consommation énergétique, de pollution de la ressource en eau ou encore sur la production de déchets. Ainsi la réalisation d'une évaluation environnementale du projet, permet de limiter ces impacts.



Vue du PAE et de la zone d'extension depuis les Hauts de Bonneville (Crédit photo : Even Conseil)

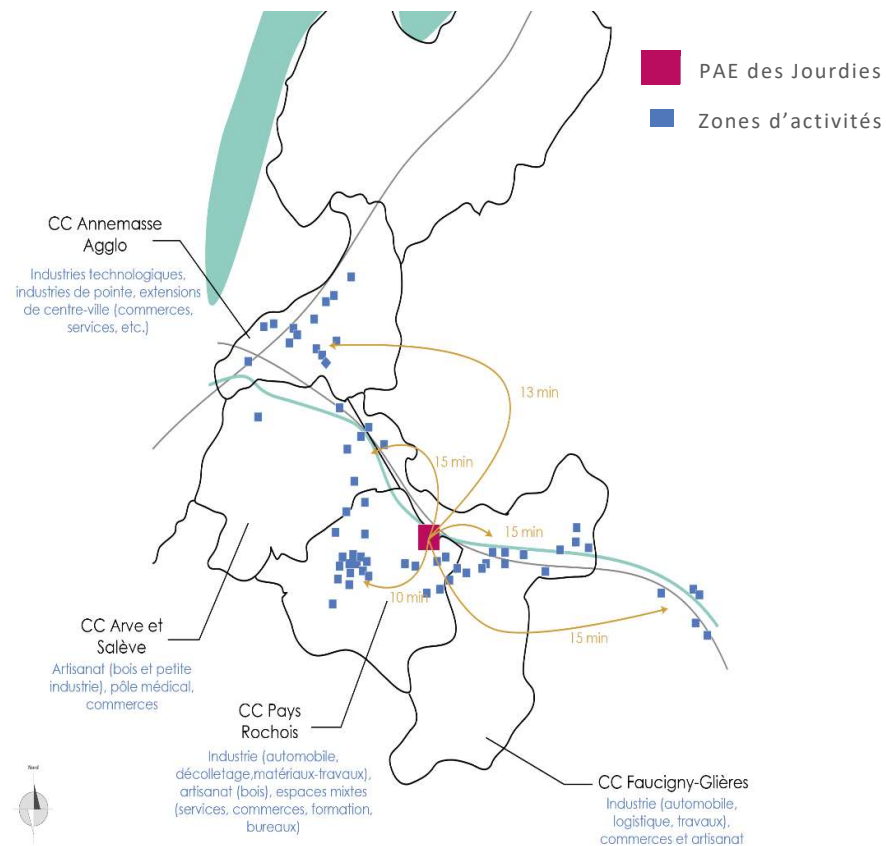
Motif du projet

Son emplacement préférentielle en bordure de l'autoroute A40 et de la départemental RD1203 participe pleinement à l'attractivité de ce pôle économique et d'emploi sur le territoire. A l'échelle du Pôle Métropolitain du Genevois, le PAE des Jourdiès occupe une place majeure et structurante au regard des grands axes prioritaires de l'éco-cité française du Grand Genève. L'extension de 16 ha du PAE identifié dans le SCoT, va permettre de répondre aux besoins économiques et industriels de la Communauté de communes du Pays Rochois (CCPR) et d'asseoir ainsi son rayonnement économique métropolitain.

Inscrite au sein du Plan Local d'Urbanisme (PLU) de la commune, cette extension a pour ambition de consolider un territoire économiquement dynamique en se positionnant dans le bassin de vie du Grand Genève tout en valorisant les ressources et le savoir-faire du Pays Rochois. Le projet d'aménagement s'inscrit en complémentarité avec les autres zones de référence du pôle métropolitain.

Par ailleurs, la collectivité souhaite construire une zone d'extension à haute valeur environnementale et inscrire cet espace dans une dynamique de développement durable. Elle accueillera en majorité des entreprises à vocation productive (environ 80%) et du tertiaire (20%).

L'extension n'a pas vocation à accueillir de la logistique lourde, d'activités de stockage, de logement, de commerces, d'entreprises BTP, d'activités artisanales (garagistes, plombiers, etc.).





Description de la phase opérationnelle du projet

Les principes d'aménagement retenus pour l'extension du PAE des Jourdiés 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. Par ailleurs, portée par des ambitions environnementales fortes, **la CCPR a entamé dans le cadre de cette extension des démarches d'Approches Environnementales de l'Urbanisme (AEU) afin de minimiser les incidences sur l'environnement.** Dans le but de guider l'aménagement de l'extension dans un souci d'exemplarité environnementale, une charte d'objectif proposant des leviers énergétiques, technologiques, paysagers, et urbanistiques a été mise en place.

Une des ambitions principales du projet est d'affirmer la vocation du parc d'activités en tant que « zone de référence à rayonnement métropolitain ». Il a été retenu de permettre l'installation d'activités productives sur la quasi-totalité du site, à hauteur de 80% environ. Parallèlement, le reste des locaux créé (20% environ) sera à destination d'activités tertiaires et de services pour les usagers. Ainsi, des activités complémentaires de type restauration d'entreprises, crèche, conciergerie, salle de sport mutualisée, etc. pourront être implantées dans l'intention de créer un cadre de travail de qualité.

Le cœur du site sera organisé autour de ce secteur tertiaire qui viendra encadrer un espace commun fédérateur, support des activités connexes. Il s'agit de proposer aux salariés et aux personnes de passage un lieu d'arrêt convivial qui participera à l'amélioration de leur condition d'accueil. Cet espace permettra d'animer la vie de la zone et de favoriser les échanges inter-entreprises afin que les services perdurent et restent bien adaptés aux besoins.

Cet espace central se situera à la croisée des cheminements doux créés, autant piétons que cyclables, afin de proposer des connexions apaisées au sein de l'extension mais également à destination du parc d'activités existant. Une trame végétale accompagnera les déplacements modes doux, participant à la qualité du site.



Exemple d'aménagement d'espaces d'échanges (Source : darchitectures.com)



Exemple d'aménagement d'un restaurant / cafétéria (Source : darchitectures.com)



Exemple d'aménagement d'espaces verts (Source : darchitectures.com)

Les efforts architecturaux existants sur le parc d'activités actuel seront poursuivis au sein de l'extension. Les hauteurs seront notamment travaillées afin de gérer les transitions avec l'existant qui revêt plusieurs formes (parc existant et espaces agricoles) et de garantir une bonne intégration du projet dans le grand paysage.

Ainsi, le projet d'extension du PAE des Jourdiès prévoit un découpage **en 11 macrolots de 5 600m² à 24 000m²**. Le découpage interne en lots cessibles se fera, à terme, par la maîtrise d'ouvrage du projet en fonction des demandes d'entreprises retenues.

La desserte de la future extension du parc d'activités repose sur plusieurs principes qui vont guider la réalisation des aménagements :

- Un réaménagement de la route des Lacs ;
- La création d'une voie de desserte principale ;
- Un maintien des circulations agricoles existantes : les circulations agricoles en limite ouest du secteur de projet seront préservées ;
- La création de liaisons douces faisant l'objet d'un traitement végétal.



Scénario retenu – Plan des îlots (Source : Citadia)



Pour une meilleure intégration du projet, le scénario retenu préconise notamment plusieurs points dans l'aménagement des différents lots prenant en considération la qualité urbaine, architecturale, paysagère et environnementale :

- **Le respect des règles du PLU** qui fixent une hauteur maximale pour les futures constructions selon la définition ci-dessous : « La hauteur réglementée est entre le point de couverture du toit et le point du terrain situé à l'aplomb, avant et après terrassement. Au sein du secteur d'extension du parc d'activités, la hauteur maximum des constructions est de 15 mètres (équivalent à du R+4). »
- **Le respect d'un principe de dégressivité des hauteurs** : le point haut (équivalent au R+4 maximum) est défini en cœur site autour de l'espace de centralité et permettra d'accueillir les futurs locaux tertiaires (pépinière d'entreprises, services, etc.). Depuis ce secteur, les hauteurs seront ensuite dégressives vers le nord et le sud du périmètre ;
- **Une gestion des lisières** afin de créer une transition douce entre les espaces publics (voiries et cheminements) et les espaces privés (lots) et ainsi éviter toute rupture visuelle, physique et écologique forte ;
- **L'emploi d'essences végétales locales** proposées au sein de la palette végétale préconisée ;
- L'utilisation de matériaux adéquats au sein de la palette préconisée ;
- **Des préconisations en matière d'architecture des constructions** sur :
 - Les gabarits et volumes
 - L'implantation et le rapport au sol
 - La composition de la façade
 - Le choix des matériaux et des couleurs
- **Des préconisations énergétiques** (bâtiments à ambitions de BEPOS, végétalisation des bâtiments, éclairage public économe, développement des énergies renouvelables sur les toitures, économie circulaire...) ;
- **Des préconisations sur la réalisation d'un chantier propre** (limitations des nuisances, informations des riverains, propreté et nettoyage du chantier...).

1.4 DESSERTE ENERGETIQUE ACTUELLE DU SECTEUR

Le réseau électrique et gaz

Compte tenu du contexte urbain de la zone d'étude, de nombreux réseaux secs sont présents (électricité, gaz, télécom ...) au sein du quartier du parc d'activités et se raccordent sur les réseaux principaux.

Les réseaux de chaleur

La ville de Saint-Pierre-en-Faucigny 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.

Le réseau le plus proche du site est celui du quartier du Crozet à Scionzier, à une vingtaine de kilomètres de Saint-Pierre-en-Faucigny et donc non exploitable pour la PAE.

Son alimentation est issue d'un mix énergétique gaz/fioul.

Aucun réseau de chaleur ne se trouve à proximité du site d'étude.

Programmation

Les différentes études ont permis d'aboutir à un projet partagé prévoyant l'installation d'activités productives sur la quasi-totalité du site, à hauteur de 80% environ. Parallèlement, le reste des locaux créés (20% environ) sera à destination d'activités tertiaires et de services pour les usagers. Ainsi, des activités complémentaires de type restauration d'entreprises, crèche, conciergerie, etc. pourront être implantées dans l'intention de créer un cadre de travail de qualité. **Toutefois à ce jour, les surfaces et les dimensionnements de ces aménagements n'ont toujours pas été arrêtés. De ce fait, l'estimation des besoins énergétiques associés repose uniquement sur des hypothèses et nécessitera une réévaluation après validation des surfaces.**

Dans le cadre de la démarche AEU, une étude de capacité a été réalisée. Un scénario préférentiel a été établi, il expose une première réflexion sur la programmation éventuelle de l'extension du Parc d'activités. Ainsi, au regard de l'avancement du projet, cette étude s'appuie sur ce travail.



De ce fait, les hypothèses suivantes ont été posées pour réaliser cette étude :

- La surface de plancher des bâtiments correspond à :
 - 22 575 m² de bureaux
 - 73 391 m² d'activités
- Les bâtiments possèdent en moyenne 2 étages.

Le projet prévoit l'accueil d'activités industrielles. Néanmoins, la nature de celles-ci n'étant pas encore connue, l'étude s'est appuyée sur des ratios d'activités commerciales/artisanales (données bibliographiques).

	SDP (EN M ²)
ACTIVITES	73 391
TERTIAIRE/SERVICES	22 575

Hypothèses de surfaces de plancher envisagées par le projet

1.5 BESOINS ENERGETIQUES ASSOCIES

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 et/ou réhabilités. 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 et réhabilités. 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 et réhabilités. 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 Environnementale (éclairage et auxiliaires de ventilation et de distribution, éclairage et ventilation des parkings, éclairage des parties communes, ascenseurs et escalators) 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 consommations énergétiques, il a été nécessaire d'effectuer des similitudes entre celles nécessaires à l'exploitation des aménagements du projet et les valeurs de référence existantes parmi les typologies standards de bâtiments. Nous avons ainsi fait les hypothèses suivantes :

- Les besoins énergétiques des activités productrices peuvent être assimilés à ceux des commerces/activités ;
- Les besoins énergétiques de la pépinière d'entreprise peuvent être assimilés à ceux des bureaux.

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

→ **Niveau réglementaire**

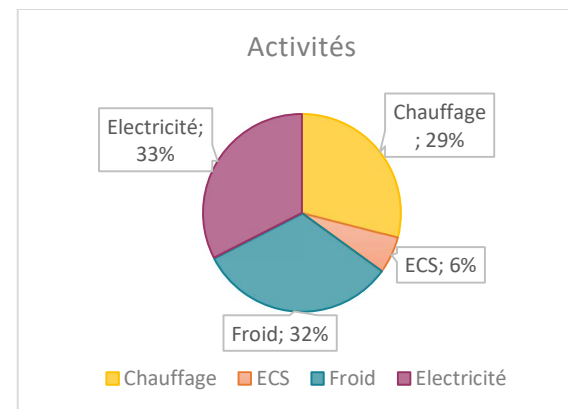
En 2020, la France passe d'une réglementation thermique, la RT2012, à une réglementation environnementale, la RE2020, plus ambitieuse et exigeante pour la filière construction. Cela correspond au niveau de performance minimal actuel,

à titre de « calibrage bas » pour l'étude. Même si ce niveau est réglementaire, il est déjà ambitieux car il s'agit de la première réglementation française, et une des premières mondiales, à introduire la performance environnementale dans la construction neuve via l'analyse en cycle de vie. La RE2020 introduit deux **nouveaux indicateurs** :

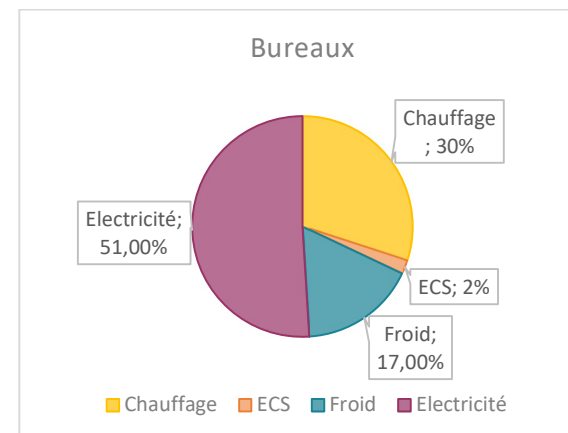
- **le Cep,nr en kWhép/m².an.** Cet indicateur comptabilise **uniquement les vecteurs énergétiques non renouvelables** (et non issus de récupération) utilisés pour couvrir les consommations du bâtiment, sur le même périmètre d'usages que le Cep ;
- **le Icénergie en kg éq. CO2/m²** Cet indicateur évalue l'impact sur le changement climatique de la consommation des énergies pendant l'utilisation du bâtiment sur toute sa durée de vie, soit 50 ans (impact mesuré en kg de CO2 équivalent émis dans l'environnement par m²) utilisés pour couvrir les consommations du bâtiment, sur le même périmètre d'usages que le Cep.

Le calcul des besoins des nouvelles constructions se base sur des ratios de besoins utiles par m² pour des constructions respectant la RE 2020. 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, de refroidissement et d'électricité.



Répartition hypothétique de la consommation énergétique pour les activités



Répartition hypothétique de la consommation énergétique pour les bureaux



Ratios de répartition par usages de consommation :

	ACTIVITÉS	BUREAUX
CEP MAX RT2012 (kWh/m ² /an)	154	85

RT 2012				
Besoins	Chauffage (en kWh/m ² /an)	ECS (en kWh/m ² /an)	Froid (en kWh/m ² /an)	Electricité (en kWh/m ² /an)
Activités	44,7	9,2	50,1	50,1
Bureaux	25,2	1,7	14,3	42,8

	ACTIVITÉS	BUREAUX
CEP MAX RE2020 MOYEN (kWh/m ² /an)	154*	75

* A date, les bâtiments d'activités autres que tertiaires ne sont pas concernés par la RE2020.

RT 2012				
Besoins	Chauffage (en kWh/m ² /an)	ECS (en kWh/m ² /an)	Froid (en kWh/m ² /an)	Electricité (en kWh/m ² /an)
Activités	44,7	9,2	50,1	50,1
Bureaux	22,5	1,5	12,8	38,3

→ Niveau ambitieux / label E+C- niveau E3C1

Energie + Carbone - est un label français lancé fin 2016 par le Ministère chargé de l'Environnement, dans l'objectif de préfigurer la Réglementation Environnementale 2020 (RE2020). Depuis 2022 et l'entrée en vigueur de la RE2020, il s'adresse principalement aux projets de construction non encore soumis à la RE2020 : commerce, entrepôt, hôtel, hôpital, EHPAD, campus, musée, stade...

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.

Le label E+C- attribue aux bâtiments deux niveaux :

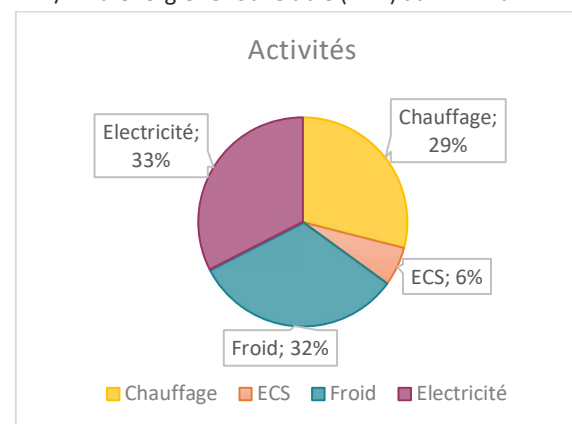
- Le premier compris entre 1 et 4 pour la performance énergétique (niveau 4 = bâtiment à énergie positive, c'est-à-dire produisant plus d'énergie qu'il n'en consomme)
- Le second compris entre 1 et 2 pour la réduction des émissions de carbone.

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

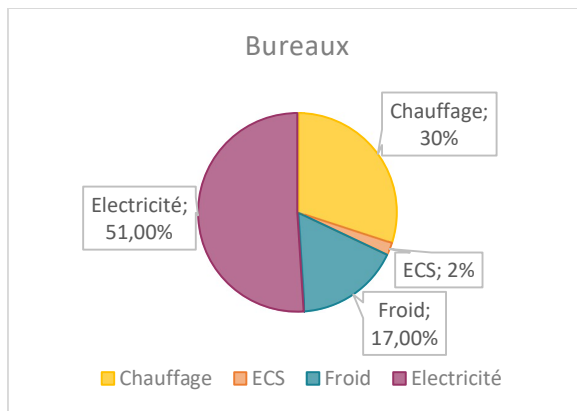
Les projets futurs devront mettre en œuvre un effort en termes d'efficacité énergétique du bâti et des systèmes et un recours significatif aux énergies renouvelables, qu'elles produisent de la chaleur ou de l'électricité renouvelable.

Le niveau E3, pris ici comme hypothèse, impose les données suivantes :

- RT 2012 – 20 %,
- 20 kWh/m² d'énergie renouvelable (ENR) au minimum.



Répartition hypothétique de la consommation énergétique pour les activités



Répartition hypothétique de la consommation énergétique pour les bureaux

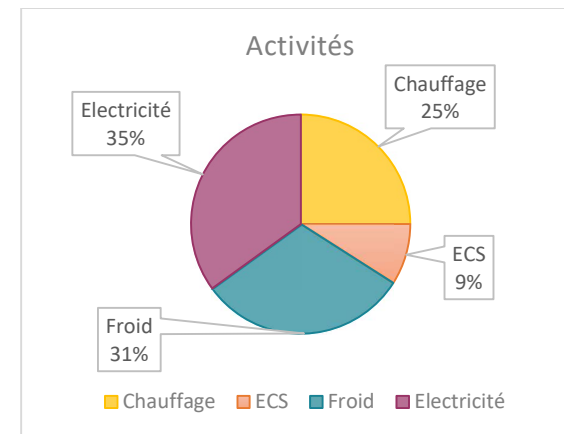
Ratios de répartition par usages de consommation :

	ACTIVITÉS	BUREAUX
CEP MAX RT 2012 -20% (kWh/m²/an)	123,2	67,2

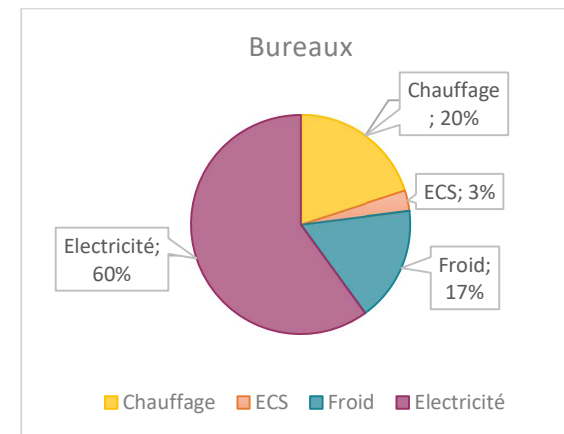
RT 2012 – 20%				
Besoins	Chauffage (en kWh/m²/an)	ECS (en kWh/m²/an)	Froid (en kWh/m²/an)	Électricité (en kWh/m²/an)
Activités	35,7	7,4	40,0	40,0
Bureaux	20,2	1,3	11,4	34,3

→ **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 activités



Répartition hypothétique de la consommation énergétique en bâtiments passifs pour les bureaux

Ratios de répartition par usages de consommation :

	ACTIVITÉS	BUREAUX
CEP MAX PASSIF (kWhep/m²/an)	100	55

PASSIF				
Besoins	Chauffage (en kWh/m²/an)	ECS (en kWh/m²/an)	Froid (en kWh/m²/an)	Électricité (en kWh/m²/an)
Activités	25,0	9,0	31,0	35,0
Bureaux	10,9	1,6	9,3	32,8

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 / RE2020

RE2020						
Besoins	SDP (m²)	Chauffage (en kWh/an)	ECS (en kWh/an)	Froid (en kWh/an)	Électricité (en kWh/an)	Besoins totaux (kWh/an)
Activités	73 391	3 277 642	678 133	3 673 220	3 673 220	11 302 214
Bureaux	22 575	568 890	37 926	322 371	967 113	1 825 248

→ Niveau ambitieux / label E3C1 (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)
Activités	73 391	2 622 114	542 506	2 938 576	2 938 576	9 041 771
Bureaux	22 575	455 112	30 341	257 897	773 690	1 517 040

→ Niveau passif

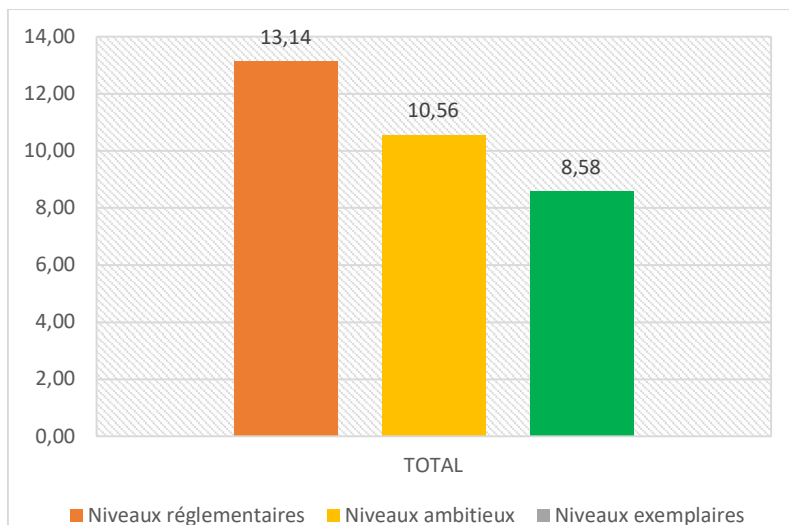
PASSIF						
Besoins	SDP (m²)	Chauffage (en kWh/an)	ECS (en kWh/an)	Froid (en kWh/an)	Électricité (en kWh/an)	Besoins totaux (kWh/an)
Activités	73 391	1 836 610	661 180	2 277 396	2 571 254	7 346 439
Bureaux	22 575	246 519	36 978	209 541	739 557	1 232 595

Analyse des besoins énergétiques nécessaires à destination des différents usages construits sur l'extension du PAE des Jourdiés

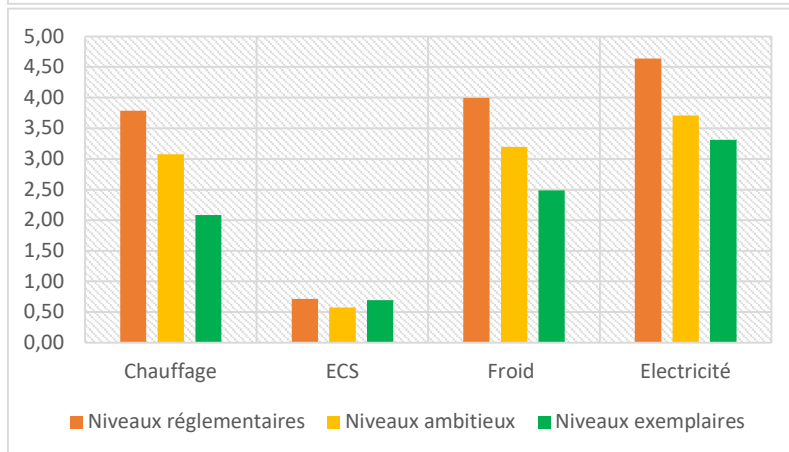
Les besoins estimés les plus importants concernent l'électricité, les besoins en froid et le chauffage. Néanmoins, ces besoins peuvent fortement varier selon la nature des activités des futures entreprises.



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



Sur la base de ces hypothèses, les besoins totaux en énergie de l'opération d'extension du Parc d'activités seront compris entre 8,58 et 13,14 GWh/an. Dans le cadre de cette étude, un niveau de performance ambitieux E3C1 (RT 2012 - 20%) sera étudié au sein des différents scénarios proposés par la suite. L'objectif est de s'inscrire dans une démarche de développement durable en s'inscrivant dans le label Energie + Carbone -.



Besoins énergétiques selon les niveaux d'exigence énergétique



II – POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENEUVELABLES

2.1. L'énergie solaire

2.2. L'énergie éolienne

2.3. L'énergie géothermique

2.4. La biomasse

2.5. La récupération de chaleur des eaux domestiques

2.6. Les autres technologies existantes

2.7. Synthèse

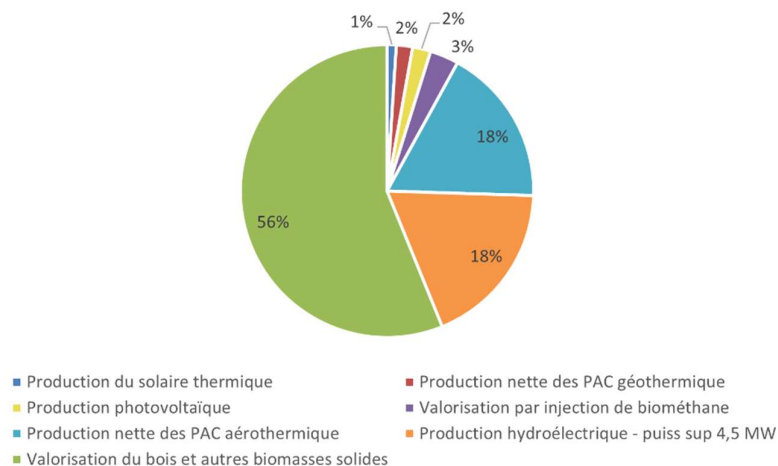


II - POTENTIEL DE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Cette partie présente les différentes sources d'énergies renouvelables qui pourraient être mobilisées pour l'alimentation du projet en chaleur.

Pour rappel, en termes d'énergies renouvelables, le Pays Rochois a produit environ 81 GWh en 2022 (source : ORCAE), ce qui correspond à seulement à un peu plus de 10% de la couverture des besoins énergétiques en 2022. La principale filière exploitée est celle du bois énergie avec 58% des parts d'EnR produites en 2022.

Répartition des productions d'énergies renouvelables - CC du Pays Rochois



(Source : ORCAE - données 2022)

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 ;

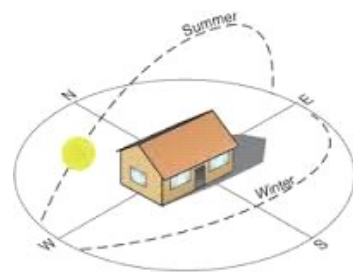
- Les panneaux photovoltaïques permettent de produire de l'électricité par conversion de lumière en électricité.

Solaire passif

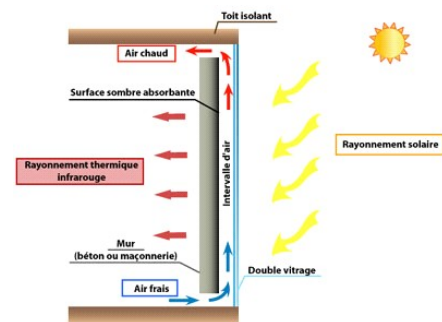
Le solaire passif regroupe les solutions, essentiellement constructives, qui utilisent passivement l'énergie du soleil pour le chauffage des locaux en hiver. Quel que soit la conception des bâtiments, ces derniers bénéficient d'une part de solaire passif, le tout étant d'optimiser l'apport de solaire 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.



Ensoleillement des façades



Mur trombe

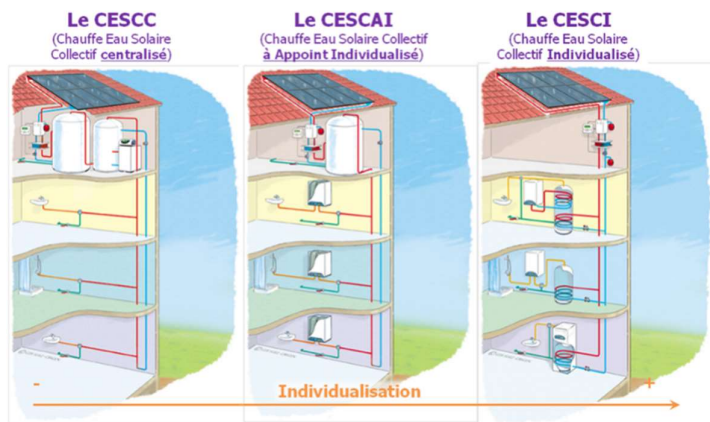
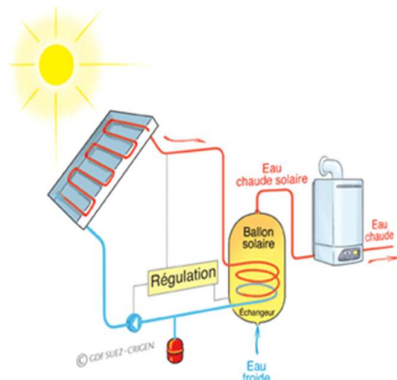


Ces techniques de constructions sont uniquement des optimisations de la conception et n'engendrent aucun surcoût particulier à l'échelle d'un projet.

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 (3000 à 3500 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 €/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.

Synthèse

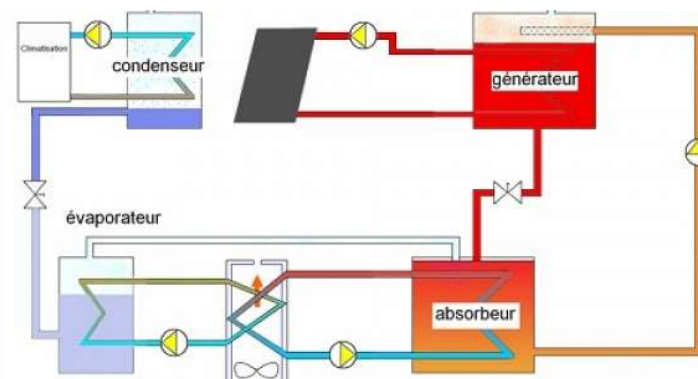
Atouts	Faiblesses
Valorisation de l'énergie solaire (ressource gratuite, renouvelable et inépuisable)	Système seulement adapté aux bâtiments ayant des besoins importants en ECS
Système fiable nécessitant peu de maintenance	Oblige la solarisation des toitures
Fonctionnement n'émettant aucune nuisance 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

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.

Synthèse

Atouts	Faiblesses
Système pouvant être couplé avec le chauffage solaire pendant l'hiver	Technique encore en phase expérimentale, voire en phase de démonstration Oblige la solarisation des toitures
Fonctionnement n'émettant aucune nuisance sonore et aucun polluant	
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

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 du PAE des Jourdiés 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.

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 pertinent 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 (2^{ème} 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 d'installation	Puissance kW/crête	Tarif achat
Du 01/04 au 30/06	Intégration au bâti (IAB)	≤ 3	18,53 €
Du 01/04 au 30/06	Intégration au bâti (IAB)	≤ 9	15,75 €
Du 01/04 au 30/06	Intégration simplifiée au bâti (ISB)	≤ 3	18,53 €
Du 01/04 au 30/06	Intégration simplifiée au bâti (ISB)	≤ 9	15,75 €
Du 01/04 au 30/06	Non intégration au bâti IAB /ISB<100kWc	≤ 36	12,07 €
Du 01/04 au 30/06	Non intégration au bâti IAB /ISB<100kWc	≤ 100	10,51 €

Source : Picbleu.fr

Subventions

Spécifiquement pour les collectivités, les aides de l'État (suite à l'accord tarifaire du 9 mai 2017) subventionnent en partie les installations solaires photovoltaïques via les dispositifs de prime à l'investissement pour l'autoconsommation et le rachat du surplus.

Pour les projets de grande envergure (> 100 kWc), la Commission de régulation de l'énergie (CRE) lance régulièrement des appels d'offres autoconsommation à destination des acteurs privés ou publics.

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)	

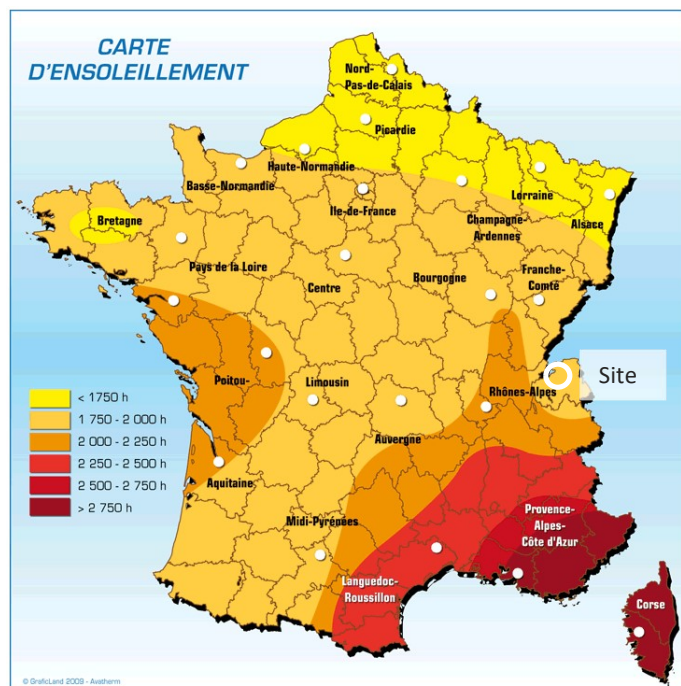
Technologie	Productivité annuelle (en kWh/m²)	Prix/m²	Retour sur investissement	Retour sur expérience	Durée de vie	Coût de l'énergie (en €/kWh)
Solaire photovoltaïque	150	700 à 1 000 €	15 ans	Très bon	25 à 30 ans	0.23

Potentiel de l'énergie solaire sur le site

Les données illustrant l'insolation moyenne mensuelle reçue à la station météorologique de Bourg-Saint-Maurice indique environ 1986 heures d'insolation



annuellement dont 702 pendant la saison chaude (juin, juillet, août). Ce nombre d'heures est favorable à l'installation de capteurs photovoltaïques ou thermiques.



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

Le rayonnement solaire global est de niveau satisfaisant : il est compris entre 1470 et 1620 kWh. Il provient pour environ 48% de rayonnement direct et pour 52% 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)	9	15	37	49	66	81	78	70	53	24	12	7	499

Diffuse (IDH)	23	31	53	69	85	88	88	77	58	41	25	19	657
---------------	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	-----

Irradiation cumulée à Bourg-Saint-Maurice – Source : logiciel Calsol – Ines Education

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

Le potentiel solaire est donc important, et pleinement compatible avec la majorité des applications liées au bâtiment. Le recours à l'énergie solaire paraît d'autant plus aisé que les surfaces de stationnement ou de toiture des bâtiments prévus seront 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 PCAET identifie notamment le photovoltaïque comme une énergie à relancer auprès des entreprises présentant de grandes toitures.

Le solaire thermique apparaît moins adapté pour le projet puisque les besoins en eau chaude sanitaire restent minimes comparé aux besoins en électricité.

Le site est donc globalement favorable à l'implantation de panneaux solaires photovoltaïques sur la toiture des bâtiments ou au niveau des surfaces de stationnement. Cette solution est donc à envisager pour la production locale d'électricité.

2.2 L'ÉNERGIE ÉOLIENNE

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.



Eoliennes 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).

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

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	

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.



Eoliennes urbaines

Coût global de la technologie

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

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

Synthèse

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

Potentiel éolien local

La plaine genevoise, abritée par les reliefs, est peu ventée. Les directions les plus fréquentes sont dictées par la configuration des reliefs environnants. L'entonnoir formé par le Jura à l'ouest, par le Chablais et le Salève à l'est, canalise les vents sur un axe Nord-Est/Sud-Ouest.

Les vents de secteur Nord-Est (Nord -40°) dont la vitesse est supérieure à 5 m/s représentent près de 40% des vents. Par ailleurs, le pourcentage des vents forts (vitesse supérieure ou égale à 16 m/s) représente 9% de ces vents.

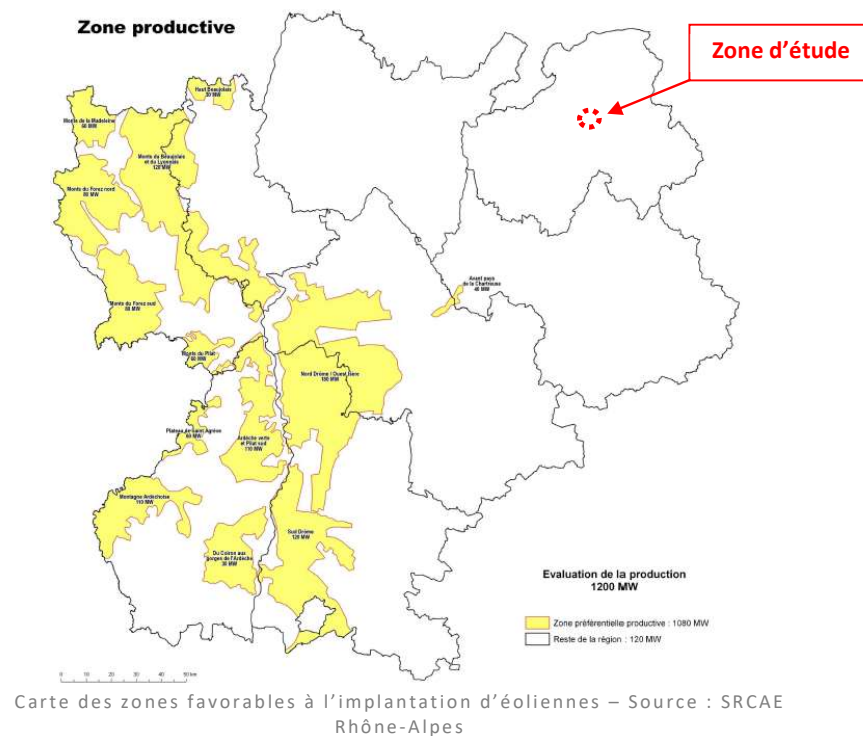
Les vents de secteur Sud-Ouest (Sud +40°) dont la vitesse est supérieure à 5 m/s représentent également près de 40% des vents. Par ailleurs, le pourcentage des vents forts (vitesse supérieure ou égale à 16 m/s) représente 30% de ces vents.

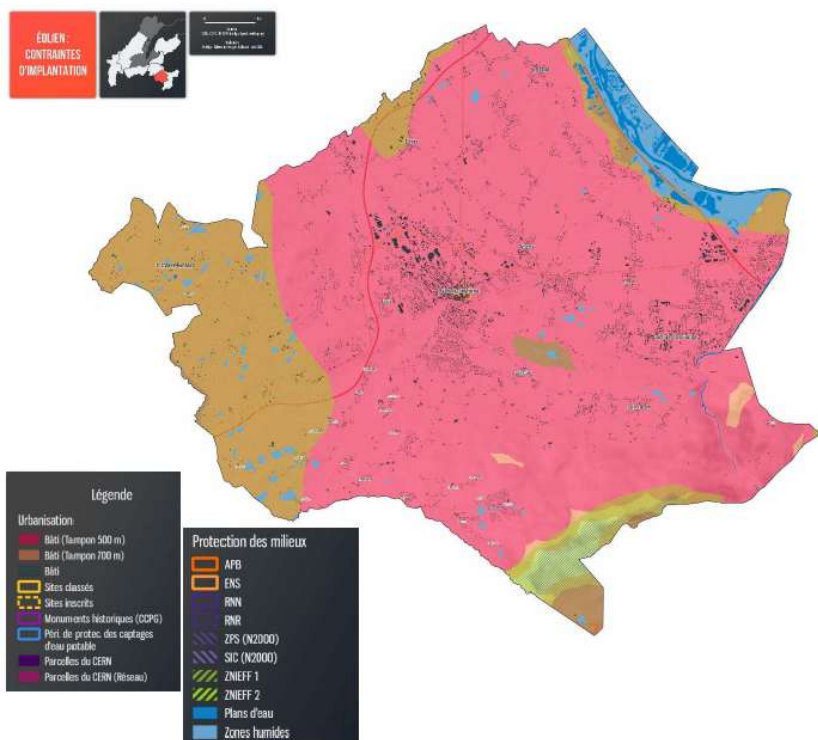
Le potentiel de vent est considéré comme intéressant au développement de l'énergie éolienne au-delà d'une vitesse moyenne de vent de 4 m/s à 50 m au-dessus du terrain naturel. **Après consultation de l'Atlas éolien de la région Rhône-Alpes, il en ressort que le site bénéficie d'un potentiel de vent peu intéressant pour le développement de l'énergie éolienne.**

Grand et petit éolien

Le Schéma Régional Éolien 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...).

Le potentiel éolien a été évalué sur ces zones à 1200 MW à l'horizon 2020 et a été réparti entre différentes zones préférentielles productives selon une méthode basée sur la pondération des enjeux avifaunes, chiroptérofaunes et paysagers.





Contraintes d'implantation de l'éolien - Source : Diagnostic du PCAET, 2019

Dans le SRCAE, le site est identifié comme étant défavorable à l'implantation d'éoliennes. Le même constat est affiché dans le diagnostic du PCAET. Aucun potentiel éolien n'est présent sur le territoire de la CCPR au regard de la forte contrainte de l'urbanisation (en rose sur la carte), des zones de protection des milieux naturels (en hachuré vert) et des plans d'eau/zones humides.

L'éolien urbain

Compte tenu de l'absence d'obstacles pour le passage du vent (immeubles collectifs proches...) le site pourrait être adapté pour l'implantation d'éoliennes urbaines. Si cette technologie était choisie, elle devrait être privilégiée 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. Par ailleurs, au vu de l'importante covisibilité du site, 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.

Malgré un gisement éolien relativement intéressant, le site ne paraît pas adapté à l'implantation de sources de production énergétique à base d'énergie éolienne.

2.3 L'ÉNERGIE GEOTHERMIQUE

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).

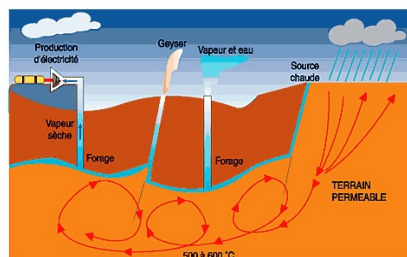
Selon les régions, l'augmentation de la température avec la profondeur est plus ou moins forte. Ce gradient géothermique varie de 3 °C par 100 m en moyenne jusqu'à 15°C ou même 30°C. La plus grande partie de la chaleur de la Terre est produite par la radioactivité naturelle des roches qui constituent 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.



Haute énergie

Schéma de géothermie haute énergie



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.

Basse énergie

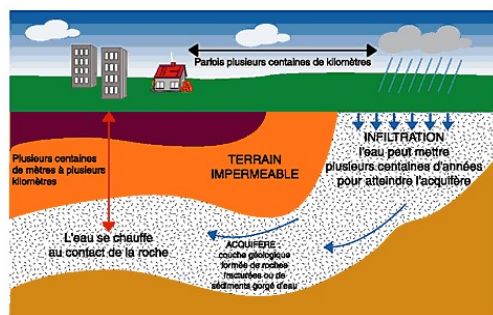


Schéma géothermie basse énergie

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.

En Rhône-Alpes, le potentiel de géothermie basse, moyenne et haute énergie (chaleur ou électricité) est assez limité du fait de l'absence d'aquifères profonds avec ressources chaudes prouvées et le manque d'aquifères continus. La production concerne alors davantage la géothermie très basse énergie.

Le potentiel reste donc centré sur la basse température :

- Sur nappes phréatiques ;
- Sur sol ;
- Et dans une moindre mesure sur lacs, eaux thermales, eaux de tunnels et drains importants, géostructures et fondations, réhabilitations de quelques anciens forages.

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).

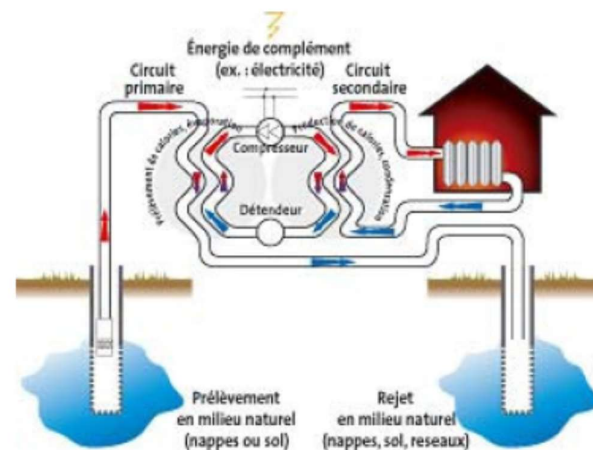


Schéma de principe de fonctionnement d'une pompe-à-chaleur sur eau de nappe



Le système est basé sur la réalisation d'un doublet 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.

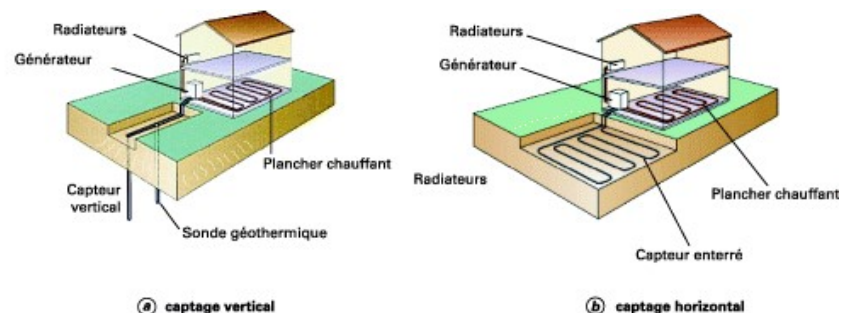


Schéma de principe des sondes géothermiques verticales ou horizontales

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.

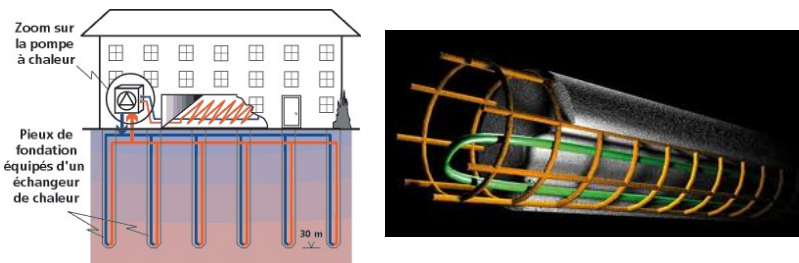


Schéma de principe des capteurs géothermiques intégrés aux pieux

Coût global de la technologie géothermie sur aquifères

Le coût d'un forage seul (hors équipements, réseaux, électricité) varie entre 800 et 2 000€ HT/ML. Pour les autres équipements, le coût varie beaucoup en fonction



des pompes, des systèmes ou encore des capteurs utilisés, en considérant par exemple un débit compris entre 60 et 100 m³, le coût peut varier de 25 000 à 70 000 € HT. S'ajoute à cette estimation le coût de la PAC d'environ 300€ HT du kW et celui des études de faisabilité qui s'élève à un montant compris entre 12 000 et 20 000€.

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

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

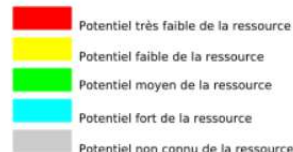
Potentiel géothermique sur le site

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

Sur Saint-Pierre-en-Faucigny, 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.



Potentiel géothermique sur sonde (source : <https://www.geothermies.fr/viewer/>)



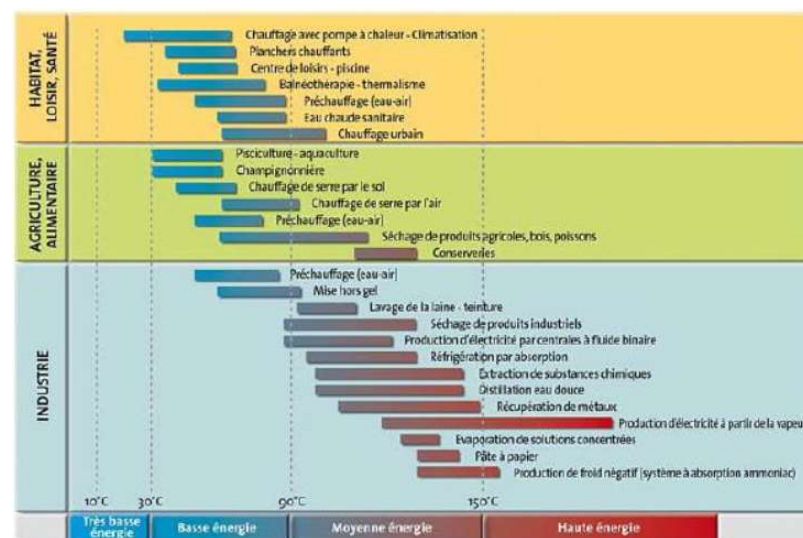
Potentiel géothermique sur nappe (source : <https://www.geothermies.fr/viewer/>)

Potentiel géothermique par aquifère

	Aquifère	Profondeur piézométrique (m)	Productivité (m³/h)	Température (°C)	Potentiel
Aquifère 1 :	ALLUVIONS QUATÉRIENNAIRES DE L'ARVE, DE LA MENOGE ET DU GIFFRE (324A) (0)	5m<=Prof<15m	Qexp>100	10°C<=Temp<15°C	Fort
Avertissement :					
Aquifère 2 :	FORMATIONS GLACIAIRES ET MOLASSIQUES DE L'ALBANAIS ET DU BAS-CHABLAIS (542B) (0)	Prof<5m	5<=Qexp<10	10°C<=Temp<15°C	Faible
Avertissement :					

Localement, ces données indiquent qu'un potentiel fort existe à la fois pour la géothermie sur nappe (puissance thermique estimée entre 70 KW à 350 KW dans le secteur, selon le BRGM) et pour la géothermie sur sondes verticales. Ainsi, sous réserve d'études spécifiques, le site présente un potentiel pour la géothermie très basse énergie.

Néanmoins, l'utilisation de la géothermie varie selon le type d'activités exercées. Le secteur de l'industrie requiert principalement de la géothermie basse à haute énergie (cf. graphique ci-après). Ce type de géothermie requiert des aquifères profonds dont la température minimale avoisine les 50°C, ce qui n'est pas le cas des aquifères présents au niveau du site d'étude (profondeur comprise entre 5 et 15 m, température comprise entre 10 et 15°C). En Rhône-Alpes, le potentiel de géothermie basse, moyenne et haute énergie (chaleur ou électricité) reste assez limité du fait de l'absence d'aquifères profonds avec ressources chaudes prouvées et le manque d'aquifères continus.



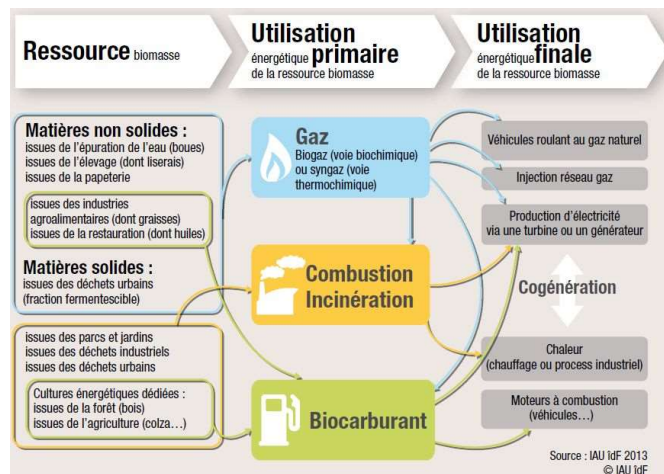
Principales utilisations de la géothermie en fonction des températures – Source : SRCAE Rhône-Alpes – études géothermiques – ADEMEN, BRGM (2012)

Un potentiel géothermique sur nappe et sur sondes verticales semble présent sur le site, cependant cette énergie n'apparaît pas adaptée pour le projet au regard de la nature des activités prévues (principalement des activités industrielles).

2.4 LA BIOMASSE

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.

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, cages...).

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.



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 minime 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).

Coût global de la technologie

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

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



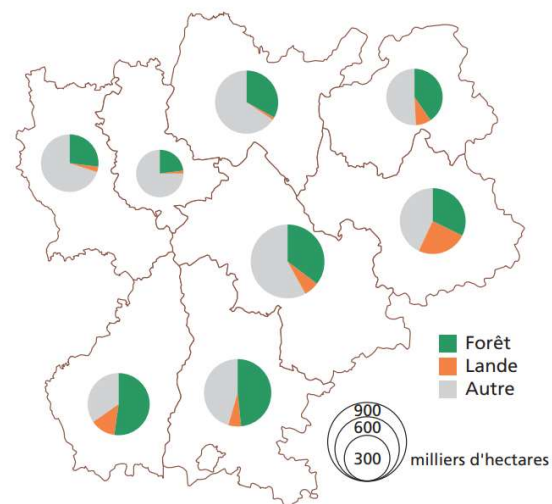
Synthèse

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

Sur le territoire Rhône-Alpin, la ressource en bois est abondante. En effet, le taux de boisement de cette région est de 38 %, sensiblement supérieur au taux de boisement de la France (29,2 %).



Surface de la forêt en Rhône-Alpes issus des campagnes d'inventaire de 2005 à 2009 – Source : Inventaire Forestier National

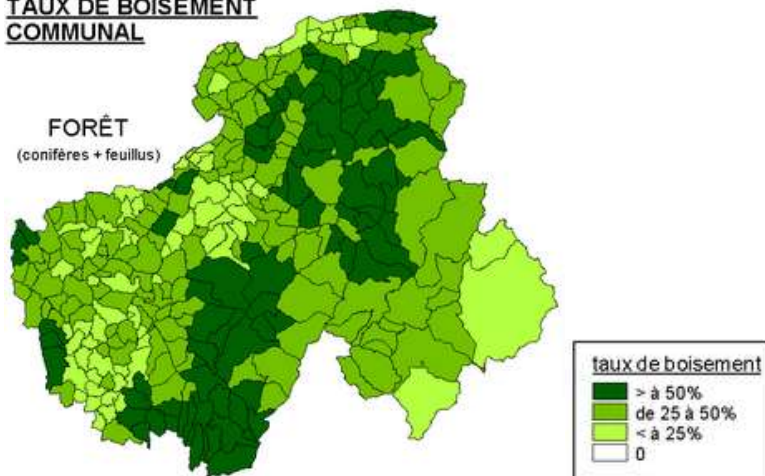
Avec 180 000 ha, soit 40% de la surface départementale, la forêt tient en Haute-Savoie, une part primordiale dans l'occupation de l'espace. Elle occupe une part nettement plus importante qu'au niveau national (29%) et supérieure à la moyenne rhônalpine pourtant élevée (38%). Néanmoins, le potentiel de



production du bois-énergie peut être limité par le fait que 65% des zones forestières sont situées au-dessus de 800 m d'altitude.

La surface de production représente 150 000 ha avec une récolte du bois globalement stable mais une augmentation de la part de bois-énergie.

TAUX DE BOISEMENT COMMUNAL



Taux de boisement communal en Haute-Savoie (Source : DDT 74)

Le territoire de la Communauté de communes du Pays Rochois dispose d'une ressource en bois local relativement faible vis-à-vis de la population présente. Ce manque pourra induire un besoin d'importation de bois des territoires voisins pour couvrir les besoins à long terme.

Actuellement sur le territoire, l'emploi du bois-énergie correspond à 61% de la part d'énergies renouvelables. Ainsi, il s'agit de la source d'énergies renouvelables la plus utilisée sur le territoire.

16 chaufferies automatiques sont présentes au sein du territoire intercommunal totalisant une puissance de 4380 kW (Source : OREGES).

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.

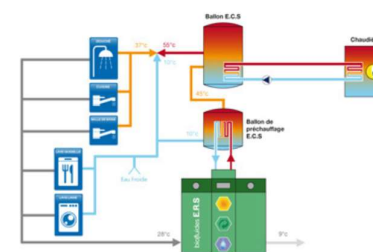
Un fournisseur important de bois énergie est présent à proximité de l'emprise du projet : Savoie Énergie à La Roche Sur Foron. L'entreprise dispose d'une capacité de stockage de 11 000 m³ et distribue des plaquettes forestières, granulés et bûchettes compressées. Son rayon d'intervention couvre tout le pôle métropolitain.

Au regard de la quantité de la ressource et de la présence de la filière bois-énergie dans la région, le potentiel « 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 RECUPERATION DE CHALEUR DES EAUX DOMESTIQUES

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.



Fonctionnement de la technologie à eaux grises

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.

Coût global de la technologie

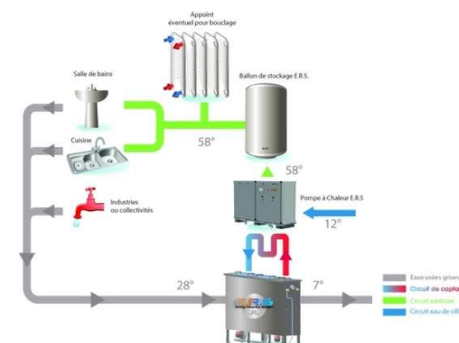
Le coût d'investissement global pour l'installation de ce type de technologie est compris entre 1 800€ et 2 000€ pour un système de type Reco HT. Ce prix englobe les coûts de système, de matériel associé et de la main d'œuvre. L'entretien et la maintenance ne nécessite que de faibles coûts.

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)

A 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

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 (2 500 MWh/an soit 50% des besoins).

Les conduites de diamètre 1 500 mm sont équipées sur 135 m d'échangeurs (réseau à 13°C pour un débit de 100l/s) :

- Coût d'investissement estimé à 1,2 M€ (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).

Potentiel de récupération de chaleur des eaux domestiques du site

Concernant 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.

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 du PAE (activités industrielles). Cette solution est essentiellement utilisée pour du logement collectif.

2.6 LES AUTRES TECHNOLOGIES EXISTANTES

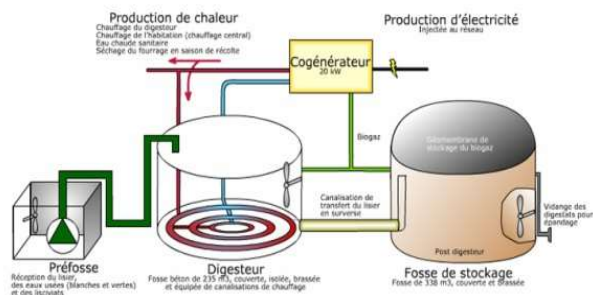
Le biogaz et les biocarburants

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.



Principe de fonctionnement de la méthanisation

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

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

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.

Coût global de la technologie

Les coûts à l'investissement sont de l'ordre de 850 à 1 000€/kW pour une installation de 30 kW. 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 local 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 biogaz/biocarburant 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.

Une unité de méthanisation est en fonctionnement sur le territoire de la Communauté de communes du Pays Rochois, elle se situe sur la station d'épuration d'Arenthon nommée Arvéa. Cette station d'épuration, d'une capacité de 90 000 équivalents habitants, a accueilli en 2014 un démonstrateur pour la production de biogaz carburant et biométhane pour l'injection sur le réseau de gaz naturel. L'unité de méthanisation valorise les boues de la station d'épuration, mais également des déchets agroalimentaires locaux. L'unité de production de Biogaz est actuellement en attente du positionnement de l'État sur l'utilisation de co-intrants agricoles (Source : diagnostic PCAET, 2018).

La matière première semble disponible au regard des nombreux élevages avoisinants le site. Néanmoins, la mise en œuvre d'une unité de production de biogaz semble être compliquée au sein de l'emprise projet, de par la surface nécessaire à son implantation et les risques sanitaires qu'elle peut générer.

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 *a 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.

Echelle d'exploitation

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

Potentiel aérothermique local

Le tableau suivant présente les moyennes climatiques du site météorologique le plus proche, à savoir Bourg-Saint-Maurice.

	Température Minimale	Température Maximale
	1981-2010	1981-2010
Janvier	-3,8 °C	5,1 °C
Février	-3,3 °C	7,3 °C
Mars	0,1 °C	11,7 °C
Avril	3,4 °C	14,9 °C
Mai	7,5 °C	19,9 °C
Juin	10,4 °C	23,5 °C
Juillet	12,5 °C	26,4 °C
Août	12,1 °C	25,7 °C
Septembre	9,0 °C	21,5 °C
Octobre	5,3 °C	16,5 °C
Novembre	0,5 °C	9,5 °C
Décembre	-2,6 °C	5,3 °C

Moyennes climatiques – Températures mensuelles de la station météorologique de Bourg-Saint-Maurice

La zone climatique du projet présente un climat continental tempéré, avec des moyennes de température minimale toujours supérieures à 3°C excepté en hiver où elles sont comprises entre -3.8 et -2.6. La température moyenne la plus basse concerne le mois de janvier avec une moyenne de -3.8°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'annoncé 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.

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.

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

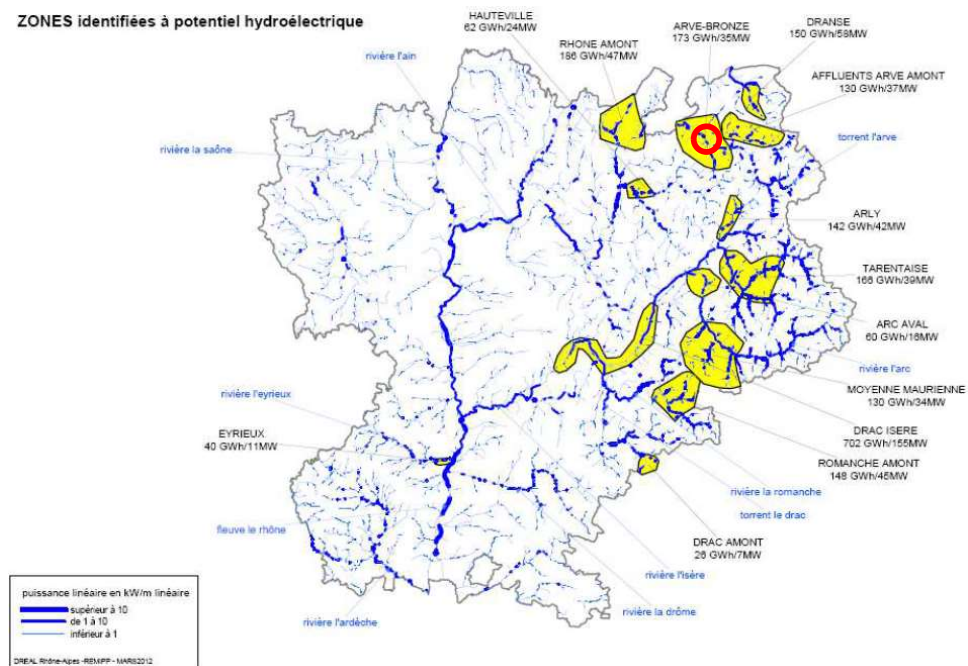
Courants marins relativement constants et prévisibles	Erosion des pales d'hélices très importante (nécessite un entretien fréquent)
	Coût d'investissement et d'exploitation très important
Aucune émission de gaz à effet de serre et peu d'énergie grise nécessaire pour sa fabrication	Entretien plus difficile
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

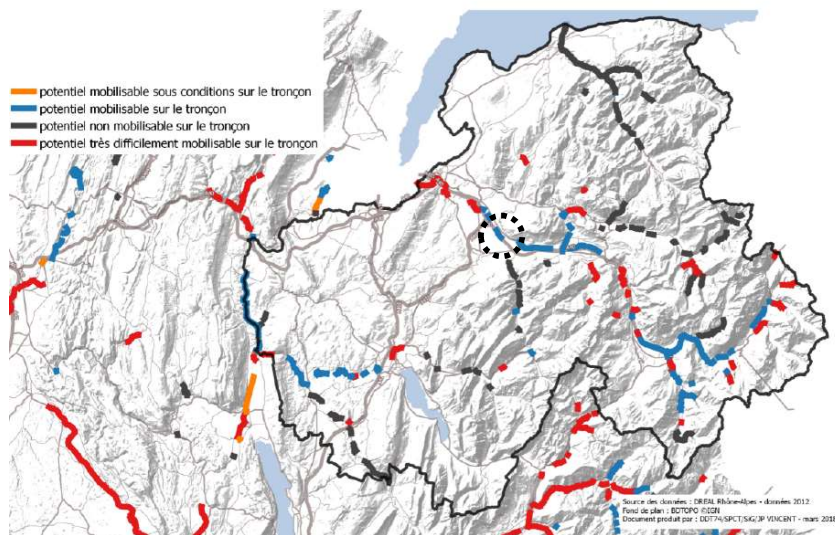
Le site du projet se situe à environ 800 m au Sud de l'Arve. Comme le montre les cartographies ci-après, un potentiel hydroélectrique apparaît exploitable sur ce secteur. Ce système est déjà utilisé sur la commune de Saint-Pierre-en-Faucigny.

ZONES identifiées à potentiel hydroélectrique



Source : SRCAE Rhône-Alpes

« productible intéressant » (tronçon >100 kW / 100 m linéaire)



Carte des productibles en Haute-Savoie (Source : DREAL/DDT, 2012)

La mise en œuvre d'un dispositif hydroélectrique n'apparaît toutefois pas envisageable à l'échelle du Parc d'activités. Cette solution est très coûteuse et s'emploie à plus large échelle (ville). De plus, sa rentabilité n'est pas encore réellement prouvée.



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

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 intéressant, grandes surfaces de toitures disponibles, besoins en électricité en phase avec la production (journée)...
- ⇒ Le potentiel de **bois-énergie** apparaît également important dans la région et pourrait 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...)
- ⇒ La **création d'un réseau de chaleur** dédié au PAE des Jourdiés et à son extension paraît pertinente. En effet, deux zones d'opportunités de développement de réseaux de chaleur « à potentiel » sont répertoriées sur le PAE des Jourdiés actuel (source : EnRezo, Cerema) pour un besoin en chauffage cumulé de 1 581 MWh/an et en eau chaude sanitaire de 306 MWh/an. En incluant, les besoins en chauffage de l'extension du PAE des Jourdiés, compris en 2083 MWh et 3846 MWh selon le niveau de performance du bâti et les besoins en ECS autour de 700 MWh (cf. partie 1.5), cela multiplie les besoins en chauffage par 1,3 à 2,4 et les besoins en ECS par 2,3



III – PRE-DIMENSIONNEMENT ET SCENARII

3.1. Desserte du projet

3.2. Définition des scénarii d’approvisionnement

3.3 Hypothèses pour l’analyse

3.4. Analyse économique

3.5. Analyse environnementale



III. PRE-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 fondé sur plusieurs hypothèses qui devront être ajustées au fur et à mesure de l'évolution du projet.**

3.1 DEFINITION 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 + 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 le scénario 3. 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).

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 HYPOTHESES 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 30 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 chaudière biomasse (50% des besoins chauds) et un complément par chaufferie gaz à condensation



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 gCO ₂ /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 gCO ₂ /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

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 3 000 060 € HT pour une chaudière gaz 1050 kW.

Scénario 2 :

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

Soit 4 320 621 € HT pour une chaudière gaz 1050 kW et l'implantation de panneaux photovoltaïques couvrant 30% des besoins en électricité.

Scénario 3 :

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

Soit 5 500 110 € HT pour une chaudière biomasse 750 kW et 1 chaudière gaz 1050 kW.



Subventions mobilisables

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	Biomasse
Cout de l'énergie (€/MWh)	82	128	0	37

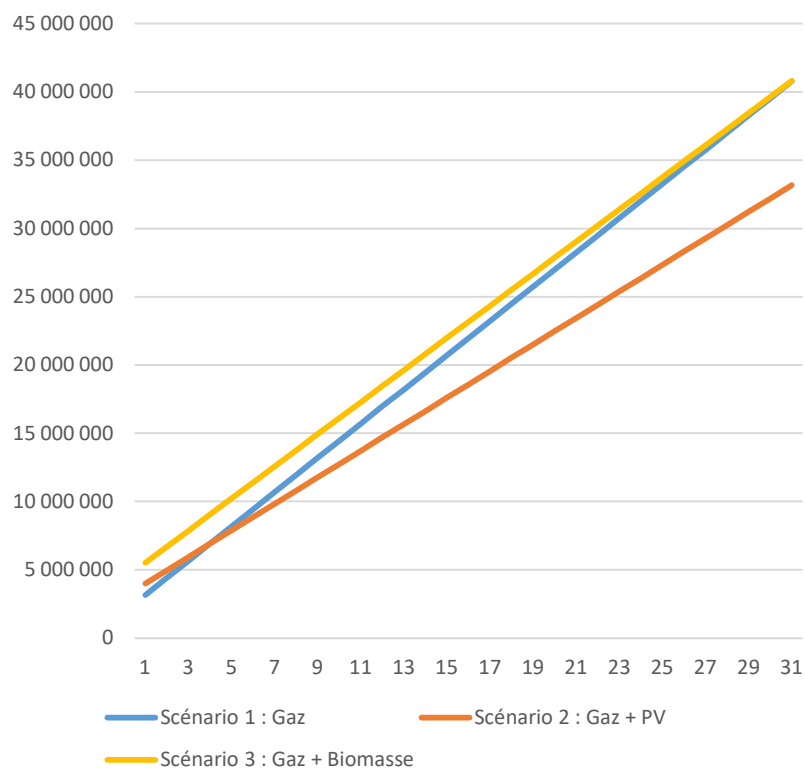
Synthèse des coûts par type de source d'énergie

3.3 ANALYSE ECONOMIQUE

Sans évolution des coûts de l'énergie

	Scénario 1	Scénario 2 (PV)	Scénario 3 (Biomasse)
Coût d'investissement TOTAL (en € TTC)	3 165 063	4 558 256	5 802 616
Subventions Mobilisables (en € TTC)	0	557 277	274 668
Cout d'investissement avec subventions (en € TTC)	3 165 063	4 000 979	5 527 948
Cout total en Millions d'€ TTC hors subventions (sur 30 ans) sans évolution du cout de l'énergie	40,79	33,73	41,08
Cout global en €/MWh TTC hors subventions sans évolution du cout de l'énergie	275	235	278
Cout total en Millions d'€ TTC avec subventions (sur 30 ans) sans évolution du cout de l'énergie	40,79	33,17	40,81
Cout global en €/MWh avec subventions sans évolution du cout de l'énergie	275	232	275

EVOLUTION DES COÛTS SUR 30 ANS POUR RÉPONDRE
AUX BESOINS TOTAUX
(SANS HAUSSE ANNUELLE DU COÛT DE L'ÉNERGIE) - AVEC
SUBVENTIONS



Sans prise en compte de l'évolution des coûts des énergies, et en considérant les subventions, le scénario 2 apparaît avantageux au bout de 3 ans par rapport au scénario tout gaz tandis que le scénario 3 n'apparaît pas rentable.

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

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 :

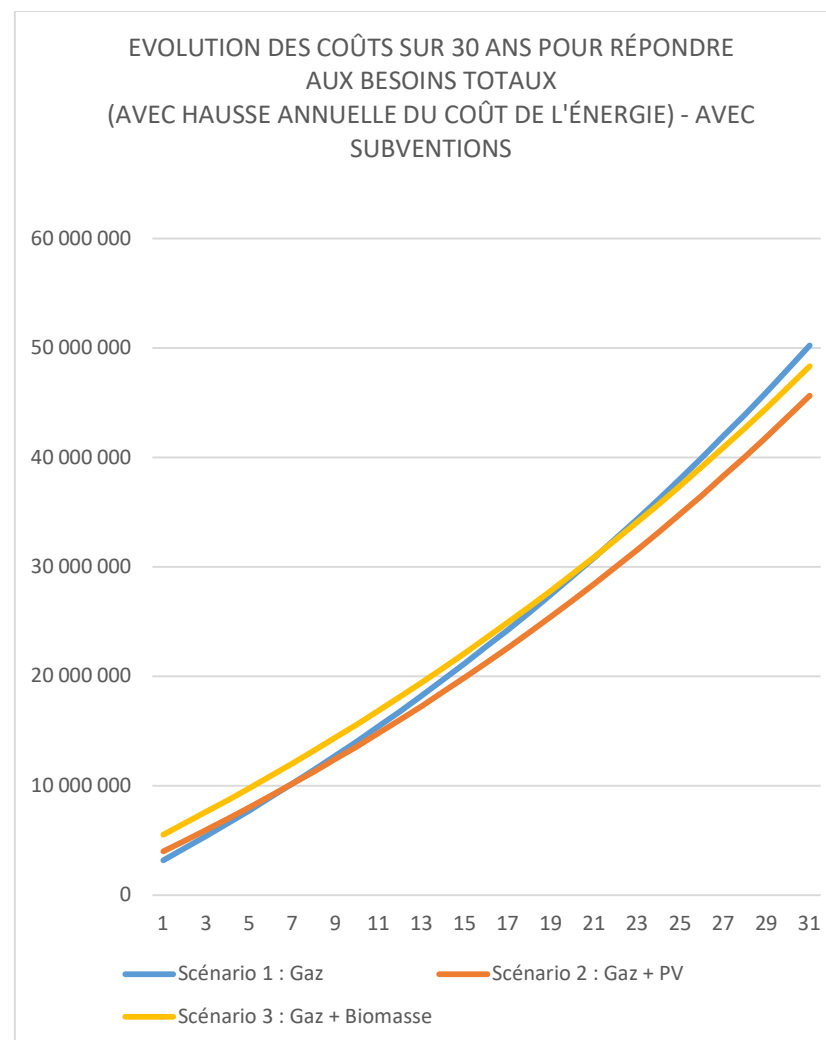
	Gaz naturel	Biomasse	Électricité
Tendance hausse	Forte	Moyenne à faible	Moyenne
Évolution annuelle des prix de l'énergie (P1+P2+P3)	+ 3%	+ 2%	+ 2 %

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 (Biomasse)
Coût d'investissement TOTAL (en € TTC)	3 165 063	4 558 256	5 802 616
Subventions Mobilisables (en € TTC)	0	557 277	274 668
Cout d'investissement avec subventions (en € TTC)	3 165 063	4 000 979	5 527 948
Cout total en Millions d'€ TTC avec subventions (sur 50 ans) avec évolution du cout de l'énergie	50,23	45,66	48,33
Cout global en €/MWh TTC avec subventions avec évolution du cout de l'énergie	176	160	169

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 le scénario 3 devient rentable au bout de 21 ans.

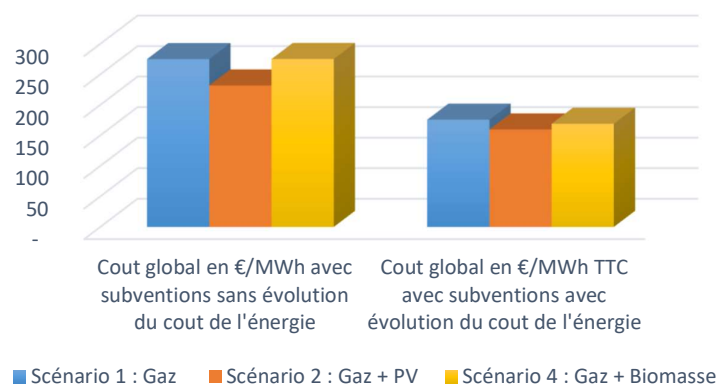




Synthèse de l'analyse économique

Sans évolution du coût de l'énergie le scénario 2 apparaît le plus rentable. Avec prise en compte de l'évolution de l'énergie, le scénario 2 ressort comme le plus avantageux économiquement également. 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.

ANALYSE COMPARATIVE DU COÛT GLOBAL (EN €/MWh)
DES QUATRES SCÉNARIOS SELON L'ÉVOLUTION OU NON
DE L'ÉNERGIE SUR 30 ANS

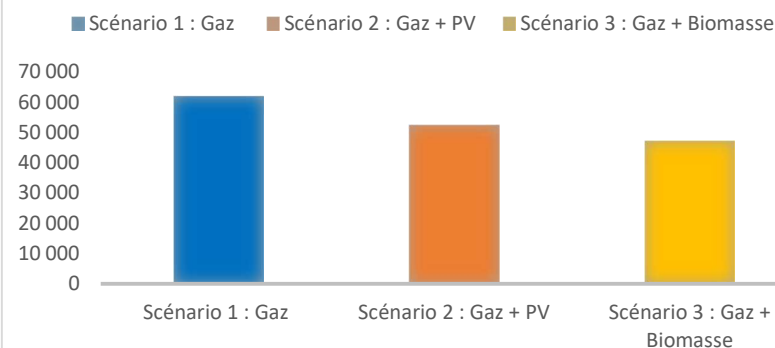


3.4 ANALYSE ENVIRONNEMENTALE

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

	Scénario 1 : Gaz	Scénario 2 : Gaz + PV	Scénario 3 : Gaz + Biomasse
Total Émissions annuelles CO ₂ (en T/an)	2 065	1 748	1 576
Total Émissions CO ₂ sur 30 ans (en T)	61 965	52 442	47 91

EMISSIONS CO₂ SUR 30 ANS (EN T)



Le scénario 3 est le moins émetteur de GES.

3.5 CONCLUSION

Tableau récapitulatif des atouts et inconvénients par technologie

	Avantages	Inconvénients
Scénario 1 : Gaz	- Coût d'investissement le moins cher	- 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)	- Coût d'investissement raisonnable - Scénario devenant le plus rentable rapidement (6 ans)	- 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 + Biomasse	- 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	- 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

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 l'extension du PAE des Jourdiès.

L'emploi de la solution gaz + panneaux photovoltaïques présente des résultats satisfaisants économiquement et permet de réduire les émissions GES, même si celles-ci restent plus élevées que pour la solution gaz + biomasse. L'investissement pour ce type de procédé reste raisonnable et devient économiquement avantageux plutôt rapidement. **Cette solution apparaît adaptée pour l'extension du PAE des Jourdiès.**