



xpénergiesconseils

# Zone d'Aménagement Concerté de Nérac (47 600 )



## Etude de faisabilité sur le potentiel de développement des énergies renouvelables



**Agrinove**  
La référence de l'Agriculture de demain



*mars 2021*



# SOMMAIRE

1 / OBJECTIFS

2 / REGLEMENTATION ET ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX

3 / FILIÈRES ENERGETIQUES DISPONIBLES ET CONTRAINTES ASSOCIEES

4 / HIERARCHISATION DES FAMILLES DE FILIÈRES ENERGETIQUES POUR LA  
**ZAC AGRINOVE**

5 / CONSOMMATIONS INITIALES ET NATURE DES BESOINS ÉNERGÉTIQUES

6 / SCENARIOS CHOISIS ET COMPARATIFS EN ÉNERGIE, COÛT GLOBAL ET CO2

7 / SYNTHÈSE ET CONCLUSIONS



## 1.1. Obligation réglementaire

Le projet de la Zone Agrinove est réalisé selon une procédure de ZAC. L'article L128-4 du Code de l'Urbanisme (créé par la loi Grenelle 1) impose à toute opération d'aménagement (telle que définie à l'article L300-1) faisant l'objet d'une étude d'impact, de réaliser une étude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables (EnR), en particulier sur l'opportunité de la création ou du raccordement à un réseau de chaleur (ou de froid) ayant recours aux énergies renouvelables et de récupération.

Cette étude doit réaliser un état de lieux des énergies disponibles sur le site et étudier la faisabilité de leur mise en œuvre pour répondre à la question : « est-il techniquement et économiquement possible de développer les énergies renouvelables dans le cadre de cette opération d'aménagement, et si oui par quel(s) moyen(s) ? ».

La présence de bâtiments consommateurs d'énergie à proximité de la ZAC Agrinove étudiée, poussera à l'optimisation de l'étude à envisager si possible, des solutions globales permettant de substituer des énergies fossiles par des EnR, au droit aussi de ces bâtiments,

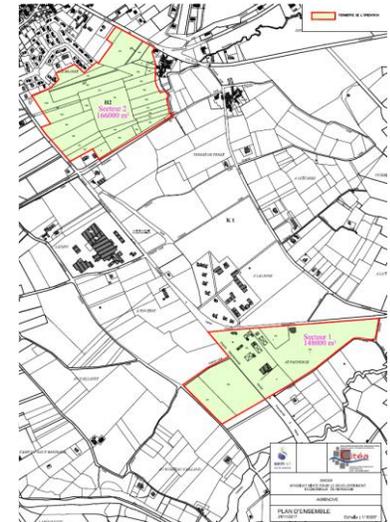
À ce jour, il n'y a pas de décret d'application qui précise de manière détaillée le contenu de l'étude. Aussi, il sera privilégié une approche pragmatique adaptée au programme et au stade d'avancement du projet.

## 1.2. Objectifs de l'étude

Les objectifs de ce document consistent à :

- balayer des directives et politiques énergétiques à différentes échelles,
- présenter les différentes filières énergétiques disponibles, en général, et sur le site,
- hiérarchiser les filières énergétiques sur le site pour constituer une aide à la décision en matière d'investissement énergétique pertinent,
- estimer les consommations énergétiques futures de la ZAC, et plus largement si possible,
- étudier des scénarii d'approvisionnement en énergie intégrant des énergies renouvelables et la pertinence d'un réseau de chaleur,
- réaliser une ou plusieurs approches des coûts et du modèle économique, ainsi que les bilans CO2 associés, finalité de la bonne exécution de la ZAC en la matière.

**Au final, cette étude ne sera pas une direction absolue, mais devra constituer un support force de décision pour le Maître d'Ouvrage décideur.**



Voici un recensement des différentes réglementations ou cadres volontaires auxquels le site est soumis, suivant la thématique des énergies renouvelables et réseaux de chaleur.

Les documents analysés sont les suivants, du plus global au plus local :

- ☒ Le **Protocole Kyoto** fixant des objectifs pour la planète une division par 4 des émissions de CO2 entre les années 1990 et 2050
- ☒ Le **Plan Climat Énergie Européen** fixant des objectifs pour la France à l'horizon 2020.
- ☒ Le **Grenelle de l'Environnement (I et II)**.
- ☒ La **loi relative à la Transition Énergétique Pour la Croissance Verte**.
- ☒ Le **Code de l'Urbanisme**.
- ☒ Les **réglementations thermiques RT2012** et RT Existant.
- ☒ Le **Schéma Régional du Climat, de l'Air et de l'Énergie (SRCAE)** de la **Nouvelle-Aquitaine**.
- ☒ Le **Plan de Protection de l'Atmosphère** pour la Nouvelle-Aquitaine.
- ☒ Le **Plan Climat Air Énergie Territorial (PCAET)** de la Région Nouvelle-Aquitaine.
- ☒ Le **PLU** de la Commune de Nérac.

L'ensemble de ces documents donnent les orientations énergétiques à prendre en compte pour la réalisation de la ZAC Agrinove.

### 2.1 Objectifs internationaux

Le Plan Climat Énergie Européen adopté le 23 janvier 2008 par la Commission Européenne visait un objectif européen dit 3 X 20, consistant à :

- ☒ Diminuer de 20 % les émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990.
- ☒ Réduire de 20 % la consommation d'énergie primaire par rapport au scénario tendanciel.
- ☒ Atteindre 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergies finales en 2020.

La directive 2009/28/CE du parlement européen et du conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables fixe la répartition des objectifs à atteindre pour la France à une production de 23 % de sa consommation d'énergie à partir d'énergies renouvelables en 2020, alors qu'elle n'était que de 10 % en 2005.

*Le bilan national 2020 devrait prochainement sortir.*

Cet objectif a été décliné par filières, pour privilégier celles qui sont les plus pertinentes pour la France, grâce à un mécanisme de subventions.

Ces aides doivent notamment donner une impulsion pour développer les filières biogaz, biomasse et géothermie.

Ces 3 dernières filières seront précisément regardées dans notre projet.



Le 22 janvier 2014, la Commission Européenne a annoncé le second « paquet énergie climat » à travers de nouveaux objectifs pour 2030, en particulier la réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40 % (par rapport au niveau 1990), et une part de 27 % d'énergie renouvelable dans le mix énergétique européen. Cependant cette annonce pourra se traduire par une baisse des ambitions, ces règles ne s'appliquant plus individuellement (à chaque État membre) mais collectivement, à l'échelle européenne.

## 2.2 Contexte national

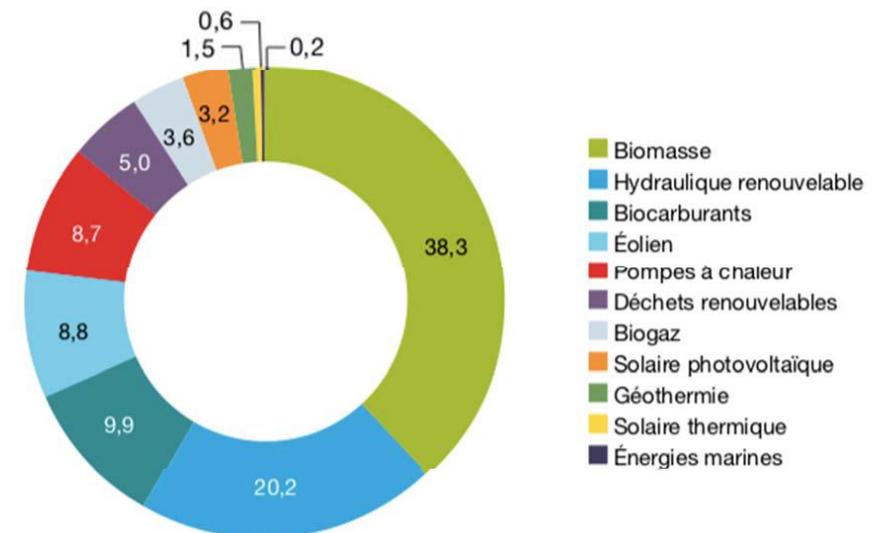
### 2.2.1 Energies renouvelables

La part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de la France a progressé de près de 7 points sur les dix dernières années, passant de 9,3 % en 2006 à 16,0 % en 2016. En 2018, la production primaire d'énergies renouvelables s'élève à 27,7 Mtep. Les principales filières restent la biomasse solide (38,3 %), l'hydraulique renouvelable (20,2 %), les biocarburants (9,9 %), l'éolien (8,8 %) et les pompes à chaleur (8,7 %).

#### PRODUCTION PRIMAIRE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES PAR FILIÈRE

TOTAL : 27,7 Mtep en 2018

En %



Champ : France entière (y compris DOM).  
Source : SDES, d'après les sources par filière

Source : Chiffres clés de l'énergie,  
Édition 2019, MEDDE

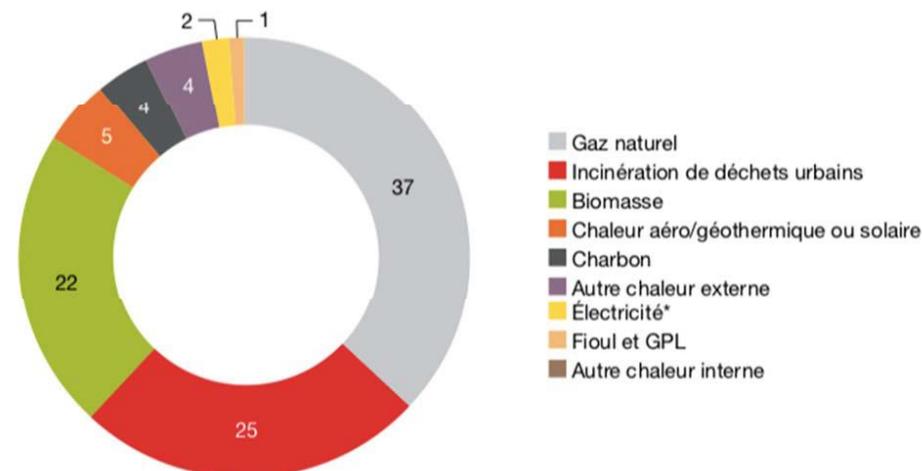


### 2.2.1.1 RESEAUX DE CHALEUR

En 2017, les réseaux ont livré aux consommateurs près de 2,2 Mtep de chaleur (nettes des pertes de distribution), soit 2 % de plus que l'année précédente malgré un climat globalement plus doux. À cette fin, ils ont consommé environ 2,9 Mtep d'énergie. Le gaz naturel est dépassé par les énergies renouvelables en 2017, en constante augmentation depuis 2007. Ces deux sources d'énergie sont les plus utilisées dans les réseaux (78 % de la consommation totale).

### BOUQUET ÉNERGÉTIQUE DES RÉSEAUX DE CHALEUR EN 2017

En %



**NB:** Mtep = Méga Tonnes équivalent pétrole: correspond à 11 626 kWh

Source : Chiffres clés de l'énergie - Édition 2019 - MEDDE

\* Comprend la consommation des chaudières électriques et la consommation annexe des auxiliaires.  
 Note : hors proportion de combustibles utilisée pour la production d'électricité lorsque le réseau de chaleur utilise un procédé de cogénération.  
 Champ : France entière (y compris DOM).  
 Source : SDES, enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid



### 2.2.1.2 LE BATIMENT

Les chiffres clés pour le bâtiment en France sont les suivants :

- Le secteur du bâtiment représente 44 % de l'énergie consommée en France. Chaque année, il émet plus de 123 millions de tonnes de CO2 (données 2017).
- Plus de 50 % du parc des logements en France métropolitaine consomment jusqu'à 330 kWhEP /m<sup>2</sup>.an d'énergie (étiquette énergétique moyenne D ou E) (ep = énergie primaire), (données 2013).
- La consommation unitaire moyenne des logements est de 186 kWhEP/m<sup>2</sup>.an en 2011, avec une tendance à la baisse de -1,2 % par an.
- Le secteur tertiaire consomme lui 204 kWhEF/m<sup>2</sup>.an en moyenne en 2011 (EF = énergie finale).
- Les résidences principales émettent chaque année 93 MTonnes de CO2.

### 2.2.1.3 LE GRENELLE DE L'ENVIRONNEMENT

Le Grenelle de l'environnement (I et II) est un programme de rupture technologique sur le bâtiment neuf. Lancé en 2007, il a pour objectif de renforcer la réglementation et de relever progressivement les normes en vue de généraliser les bâtiments à consommation d'énergie nulle ou à énergie positive.

Les échéances voulues par le Grenelle de l'environnement pour le bâtiment sont les suivantes :

- 2012/2013 : généralisation des logements neufs à basse consommation,
- 2020 : objectif de généralisation des logements neufs à énergie passive ou positive pour baisser de 38 % la consommation énergétique des bâtiments en 2020 (article 5 de la loi Grenelle I),
- 2050 : facteur 4 – division par quatre des émissions de gaz à effets de serre par rapport à 1990, par l'amélioration des performances des bâtiments et le développement des EnR, réel objectif macro.

Le Grenelle II vise notamment à accélérer le rythme de rénovation énergétique dans l'ancien, via divers dispositifs : boîte à outils, gouvernance, aides et incitations financières...

### 2.2.1.4 CODE DE L'URBANISME

**L'article L128-4 du Code de l'Urbanisme précise que « Toute action ou opération d'aménagement telle que définie à l'article L300-1 et faisant l'objet d'une étude d'impact doit faire l'objet d'une étude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables de la zone, en particulier sur l'opportunité de la création ou du raccordement à un réseau de chaleur ou de froid ayant recours aux énergies renouvelables et de récupération ».**

**C'est l'objet du présent document.**



La loi relative à la Transition Énergétique Pour la Croissance Verte, publiée le 18 août 2015, vise « à permettre à la France de contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et à la préservation de l'environnement, ainsi que de renforcer son indépendance énergétique tout en offrant à ses entreprises et ses citoyens l'accès à l'énergie à un coût compétitif. »

La loi fixe des objectifs à moyen et long terme, et notamment :

- Réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 (facteur 4).
- Réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012 en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030.
- Réduire la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012.
- Porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de la consommation finale brute d'énergie en 2030.
- Porter la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025.
- Atteindre un niveau de performance énergétique

### 2.2.1.6 REGLEMENTATION THERMIQUE 2012

L'arrêté du 26 octobre 2010 relatif aux caractéristiques thermiques et à la performance énergétique des constructions et l'arrêté du 28 décembre 2012 relatif aux caractéristiques thermiques et aux exigences de performance énergétique des bâtiments nouveaux et des parties nouvelles de bâtiments autres que ceux concernés par l'arrêté précédent fixent les valeurs maximales de consommation Cepmax par m<sup>2</sup>SRT/an par type de locaux (SRT = surface de plancher au sens de la RT).

Le respect de la RT2012 implique que la consommation en énergie primaire (chauffage, eau chaude sanitaire, auxiliaires de ventilation, éclairage, refroidissement) soit inférieure à un seuil exprimé en valeur absolue et modulable en fonction de la localisation, des caractéristiques et de l'usage des bâtiments.

A l'heure qu'il est (février 2021) la réglementation thermique qui s'applique est la RT 2012, et l'application de la RE 2020 est reporté pour l'instant au 1<sup>er</sup> janvier 2022.

Xpénergiesconseils précise ici que l'esprit de la réalisation de la ZAC Agrinove s'inscrira sur un objectif plus ambitieux s'agissant d'intégrer dès sa naissance la RE 2020 pour les constructions neuves et la recherche de choix globaux à faibles émissions de CO<sub>2</sub>. Au vue des échéances en cours, la nouvelle RE 2020 sera obligatoirement appliquée.

### 2.2.1.7 EXPERIMENTATIONS ET LABELS Label Energie positive et Réduction carbone (E+C)

Afin de préparer la future réglementation environnementale de la construction neuve sur une base partagée et pragmatique, une expérimentation nationale est lancée pour tester en grandeur réelle des niveaux d'ambition nouveaux et les questions de faisabilité.

Le label E+ C- vise à produire des bâtiments à énergie positive et à faible empreinte carbone au travers d'une démarche volontaire.

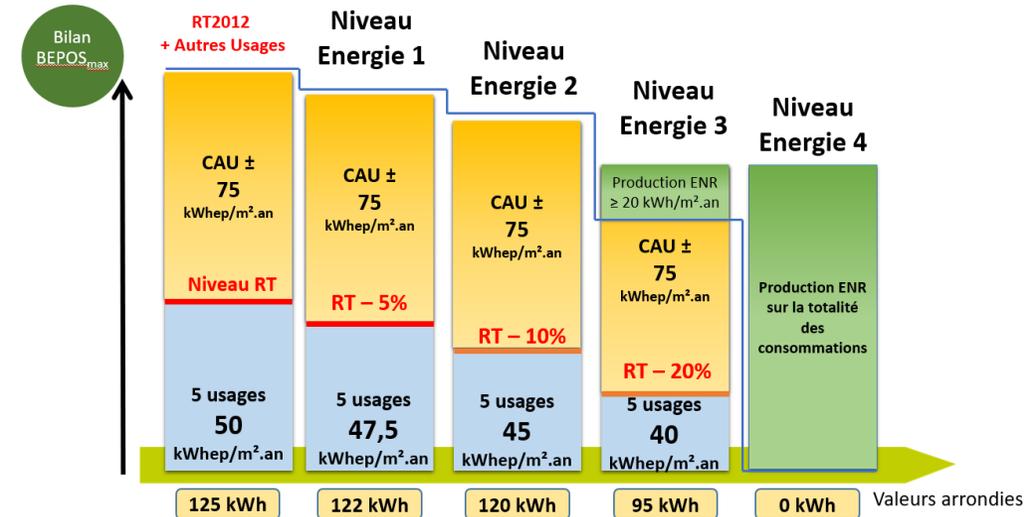
Le label définit 4 niveaux de performance en matière d'énergie et 2 niveaux pour l'impact carbone d'un bâtiment.

Les performances énergétiques des bâtiments vont ainsi de E1 à E4 :

Les premiers niveaux, E1 ou « Energie 1 » et E2 ou « Energie 2 », constituent une amélioration des performances à coût maîtrisé par rapport à la réglementation thermique RT2012, soit par des mesures d'efficacité énergétique, soit par le recours à des énergies renouvelables et de récupération (ENR&R).



- Le niveau E3 ou « Energie 3 » nécessite un effort en termes d'efficacité énergétique du bâti et des systèmes et un recours significatif aux ENR&R (chaleur et/ou électricité).
  - Le niveau E4 ou « Energie 4 » correspond à un bâtiment qui produit autant voire plus qu'il consomme (bâtiment à énergie positive).
  - Pour atteindre ces niveaux, le bâtiment doit présenter un niveau énergétique inférieur au niveau de bilan énergétique maximal du niveau considéré.
  - $BilanBEPOS \leq BilanBEPOS,max$
  - Le tableau ci-après présente les bilans énergétiques maximaux de chaque niveau relativement aux niveaux fixés par la RT2012.
  - Les performances relatives aux émissions de gaz à effet de serre de ces bâtiments vont de C1 à C2 :
  - Le niveau C1 ou « Carbone 1 » permet une connaissance de l'empreinte carbone du bâtiment, sans exigence de performance.
  - Le niveau C2 ou « Carbone 2 » nécessite un travail de réduction de l'empreinte carbone des matériaux, des équipements mis en œuvre et de l'énergie consommée.
- Il s'agit d'une expérimentation volontaire, sauf pour les nouvelles constructions sous maîtrise d'ouvrage de l'Etat, de ses établissements publics ou des collectivités territoriales qui doivent respecter a minima les exigences de performance des niveaux énergie 3 et carbone 1 du label E+C-.1



D'autres labels énergétiques reconnus existent, en particulier ceux portés par Effinergie :

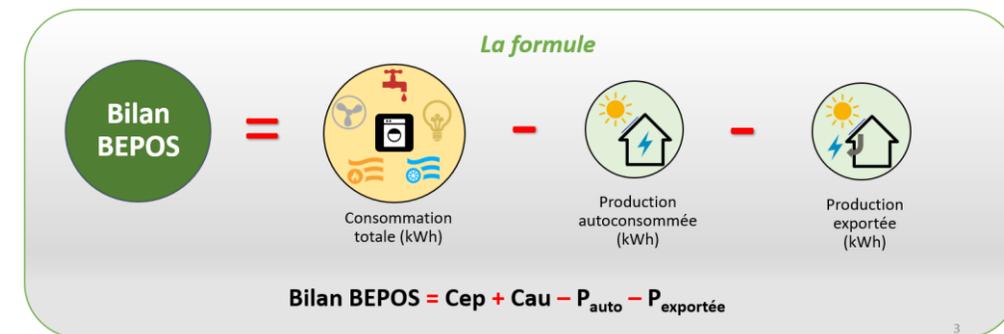
- Label BBC (Bâtiment Basse Consommation) Effinergie 2017.
- Label BEPOS Effinergie 2017.
- Label BEPOS+ Effinergie 2017.
- Pour obtenir un label Effinergie, les projets doivent au préalable être conformes à la Règlementation Thermique 2012 et aux exigences minimales liées au référentiel E+C- définies dans le tableau ci-dessous.

L'obtention d'un label Effinergie implique le respect d'exigences complémentaires telles que :

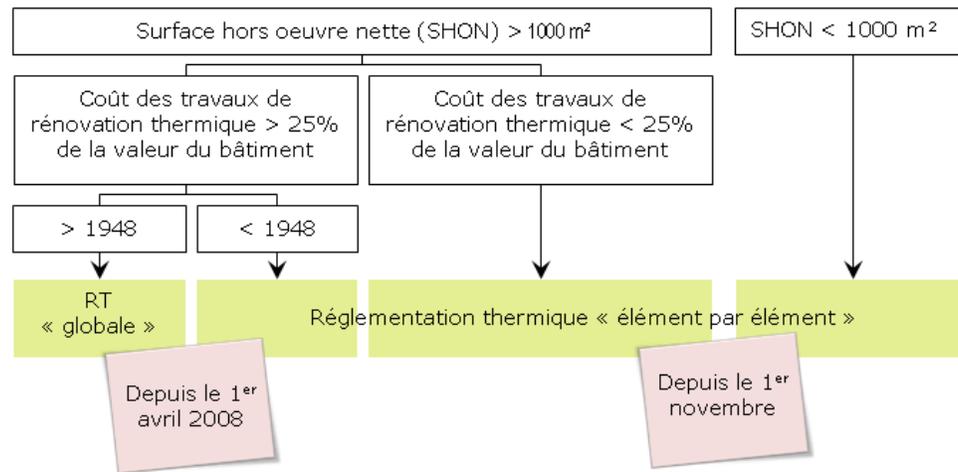
La sobriété et l'efficacité énergétique (respect d'un  $Cep \leq Cep_{max2} - 20\%$  pour les logements, exigence en matière d'étanchéité à l'air...).

La qualité et le confort.

L'appropriation du bien et la sensibilisation des futurs occupants aux enjeux de la transition énergétique



### 2.2.1.7 EXPERIMENTATIONS ET LABELS Label Energie positive et Réduction carbone (E+C)



Source : [www.rt-batiment.fr](http://www.rt-batiment.fr)

Officialisée dans le décret n° 2007-363 du 19 mars 2007, la Réglementation Thermique Existant s'applique à tout bâtiment faisant l'objet de travaux de rénovation énergétique.

On distingue 2 méthodes d'application selon l'importance des travaux et l'âge du bâtiment :

- La RT élément par élément fixe les valeurs minimales de performance énergétique par élément faisant l'objet d'une rénovation (fenêtres, toiture, chaudière...).
- La RT « globale » fixe un objectif de performance énergétique globale pour tout le projet. Cette méthode permet une souplesse vis-à-vis des contraintes spécifiques pour chaque bâtiment. Par exemple, l'impossibilité d'isoler un plancher bas pourra être compensée par un effort accru sur une autre partie du bâtiment. Depuis 2010, pour le logement, la consommation maximale défini par la RT Existant « globale » s'échelonne entre 80 et 165 kWhEP/m²/an en fonction des cas.

### 2.2.1.9 LABEL BBC RENOVATION OU EFFINERGIE RENOVATION

Ce label fixe les exigences suivantes :

- Les constructions résidentielles rénovées doivent consommer moins de 80 kWhEP/m².an multiplié par un coefficient dépendant de la localisation géographique et l'altitude du bâtiment.
- Les constructions tertiaires rénovées doivent atteindre une consommation inférieure de 40 % à la consommation conventionnelle de référence définie dans la Réglementation Thermique Globale.



### 2.2.2.1 SCHEMA REGIONAL DU CLIMAT, DE L'AIR ET DE L'ENERGIE NOUVELLE AQUITAINE

**Le SRADDET est le Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Égalité des Territoires.**

Avec le SRADDET, la Région Nouvelle-Aquitaine a fait le choix de prendre en compte toutes les dimensions de l'aménagement du territoire.

Le **SRADDET** est un schéma **intégrateur, stratégique, et prescriptif**.

En 2015, la loi NOTRe a confié aux Régions le soin d'élaborer le **Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires, le SRADDET**. Le document pour la Nouvelle Aquitaine établi en 2017 par délibération, par son contenu comme par sa portée juridique, confirme le rôle majeur de l'échelon régional dans l'aménagement du territoire et dans la mise en cohérence des politiques publiques.

Les **OBJECTIFS** de SRADDET sont de:

- > Créer des emplois durables
- > Offrir des formations de qualité
- > Faciliter l'accès à la santé
- > Répondre aux besoins de mobilité
- > Préserver un maillage du territoire équilibré
- > Faire de la transition écologique et énergétique un levier de développement économique

Le SRADDET suit les 12 THÉMATIQUES IMPORTANTES au quotidien:

- équilibre et égalité des territoires
- lutte contre le changement climatique
- désenclavement des territoires ruraux
- maîtrise et valorisation des énergies
- gestion économe de l'espace
- prévention et gestion des déchets
- habitat
- pollution de l'air
- implantation des infrastructures d'intérêt régional
- protection et restauration de la biodiversité
- intermodalité et développement des transports
- numérique



### 2.2.2.2 LE PLAN CLIMAT AIR ENERGIE Territorial (PCAET)

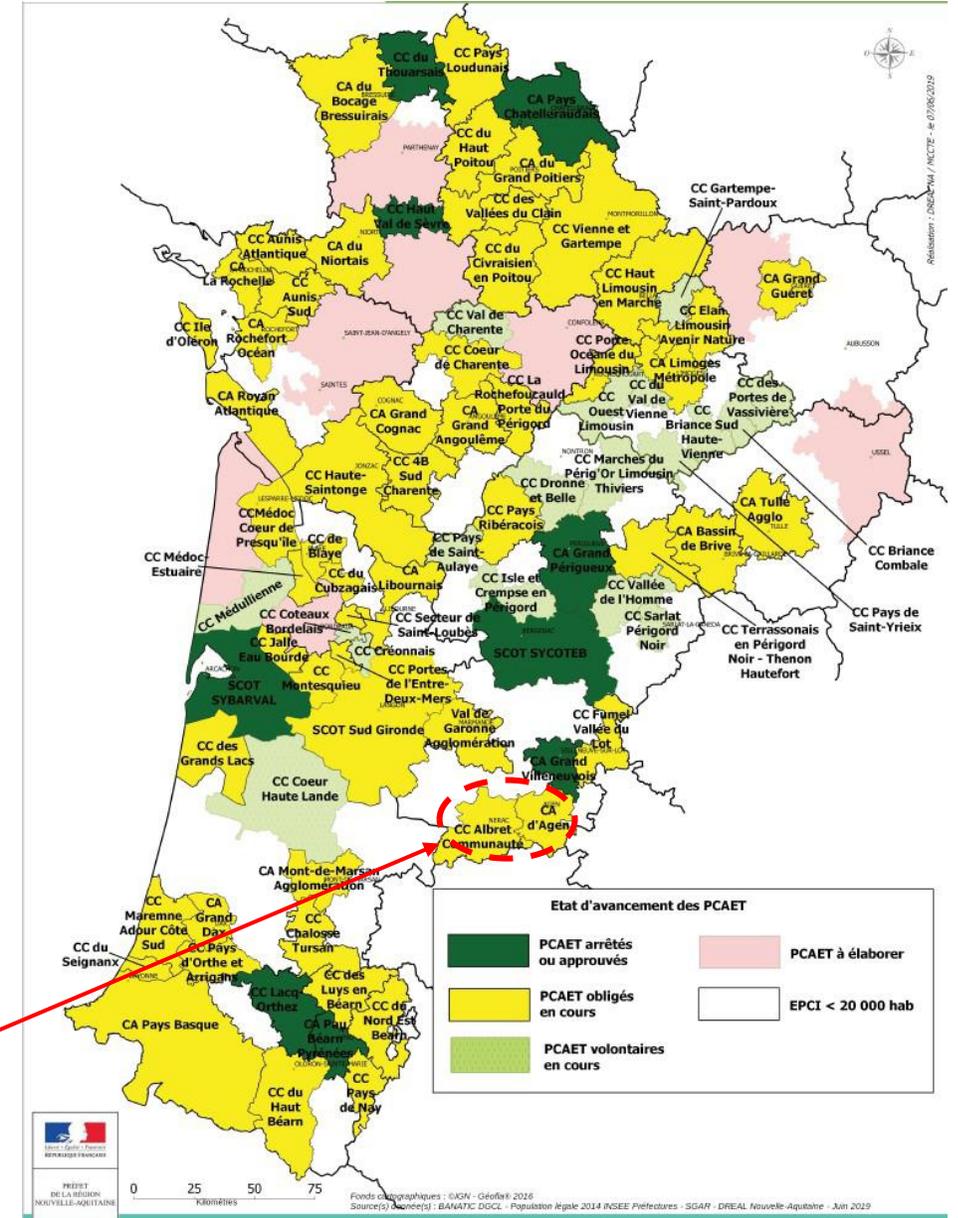
Le plan climat air énergie territorial (PCAET) est défini à l'article L.22-26 du code de l'environnement et précisé aux articles T.229-51 à R.221-56. Ce document-cadre de la politique énergétique et climatique de la collectivité est un projet territorial de développement durable dont la finalité est la lutte contre le changement climatique et l'adaptation du territoire. Il doit être révisé tous les 6 ans. Le plan climat air énergie territorial doit être élaboré au niveau intercommunal. Ainsi, les établissements publics à coopération intercommunale de plus de :

- 50 000 habitants, existants au 1er janvier 2015, doivent élaborer leur PCAET avant le 31 décembre 2016;
- 20 000 habitants, existants au 1er janvier 2017, doivent élaborer leur PCAET avant le 31 décembre 2018.
- L'EPCI est coordinateur de la transition énergétique sur le territoire. Il doit animer et coordonner les actions du PCAET sur le territoire.

Cette ambition s'articule autour des objectifs stratégiques et opérationnels prioritaires suivants :

- Atteindre la neutralité carbone à 2050, c'est à dire zéro émission nette, en alignement avec la trajectoire +2°C issue de l'Accord de Paris et avec le Plan Climat national.
- Atteindre le facteur 4 à l'horizon 2050,
- Accroître la résilience du territoire face aux effets du changement climatique.
- Ramener les concentrations en polluants atmosphériques à des niveaux en conformité avec les seuils fixés par l'Organisation Mondiale de la Santé.
- Réduire massivement les consommations énergétiques finales, notamment pour les secteurs résidentiels et tertiaires, ainsi que du transport, en tenant compte des nouveaux besoins.
- Obtenir un mix énergétique diversifié et décarboné, grâce au développement des énergies renouvelables et de récupération.

EPCI concerné par un PCAET obligé; communauté de communes d'Albret



### 2.2.2.3 LE SCHEMA REGIONAL DE RACCORDEMENT AU RESEAU DES ENERGIES RENOUVELABLES (S3RENr) DE LA NOUVELLE AQUITAINE

Le contenu des S3RENr est défini par l'article L321-7 du Code de l'énergie et par le décret n°2012-533 du 20 avril 2012 modifié.

A la demande de l'Etat, ce projet de schéma a été élaboré par RTE, gestionnaire du réseau public de transport de l'électricité, en accord avec Enedis, Gérédis et SRD, gestionnaires des réseaux de distribution de l'électricité en Nouvelle-Aquitaine.

Le S3RENr définit : « les ouvrages à créer ou à renforcer pour atteindre les objectifs fixés par le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie [...]. Il évalue le coût prévisionnel d'établissement des capacités d'accueil nouvelles nécessaires à l'atteinte des objectifs quantitatifs visés au 3° du I de l'article L222-1 du même code [code de l'environnement] ». « Les capacités d'accueil de la production prévues dans le schéma régional de raccordement au réseau sont réservées pendant une période de dix ans aux bénéficiaires des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables ».

Solaire, éolien, bioénergie... Pour raccorder ces nouveaux moyens de production au réseau électrique, il peut s'avérer nécessaire de renforcer le réseau existant ou de créer de nouveaux postes et liaisons électriques.

A la maille de chaque région de France, le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3RENr) permet d'optimiser les aménagements à réaliser sur le réseau électrique en garantissant à chaque instant son bon fonctionnement.

Le schéma décline l'ambition régionale de transition énergétique à l'horizon 2030. Il présente les aménagements envisagés sur le réseau électrique et les modalités de financement associées.

Le schéma fait l'objet d'une évaluation environnementale. Cela permet d'intégrer les enjeux environnementaux très en amont de la phase de mise en œuvre des projets d'aménagement du réseau électrique.

Fin 2018, près de 5 gigawatts de production d'énergie renouvelable sont raccordés sur le réseau électrique en Nouvelle-Aquitaine. La Nouvelle-Aquitaine est notamment la première région française pour le volume de production solaire raccordée.

Grâce à ces moyens de production, **22,5 % de la consommation d'électricité de Nouvelle-Aquitaine a été couverte en 2018 par de la production renouvelable.**

A l'horizon 2030, l'ambition régionale retenue par l'Etat pour l'élaboration du S3RENr Nouvelle-Aquitaine est la création de **13,6 gigawatts de capacités de raccordement**. Cette ambition est cohérente avec la dynamique régionale de développement des énergies renouvelables, avec les ambitions retenues par l'Etat dans le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie et celles retenues par la Région dans le projet de Schéma régional d'aménagement de développement durable et d'égalité des territoires (Sraddet).



### 2.2.3.1 CONTRAT DE DYNAMISATION ET DE COHESION DE L'ALBRET

Au terme d'un dialogue approfondi avec ses territoires, lors de la séance plénière du 10 avril 2017, la Région Nouvelle-Aquitaine fixait ses objectifs en matière de politique contractuelle :

☑ Soutenir et développer les atouts de tous les territoires, en faisant en sorte que chacun puisse construire et porter des projets structurants de développement de l'économie, de l'emploi, de la transition énergétique et écologique, des services et équipements indispensables.

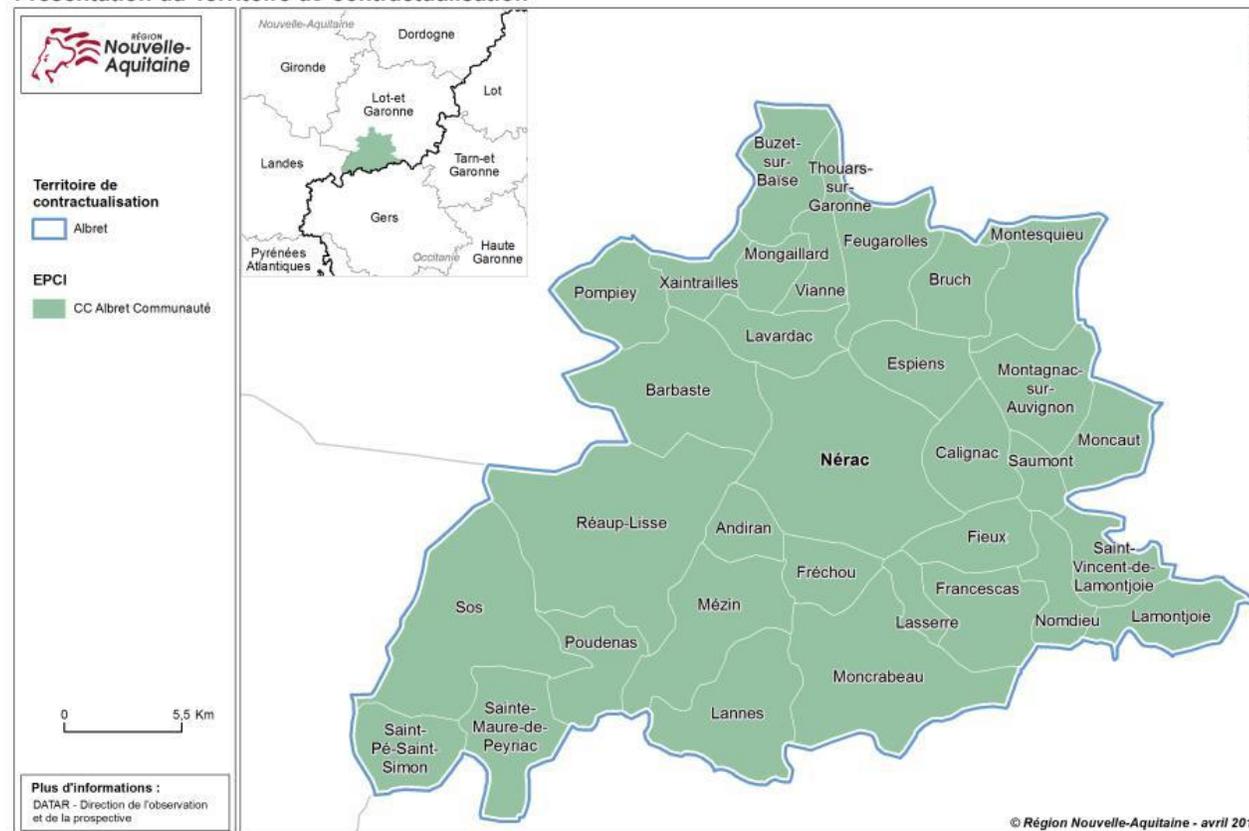
☑ Exprimer la solidarité régionale au bénéfice des territoires les plus vulnérables, qu'ils soient urbains, périurbains ou ruraux, en mobilisant des moyens spécifiques, complémentaires et innovants.

A ces objectifs, s'ajoute celui qui consiste à élargir le champ des missions de l'aménagement du territoire à la prévention et au traitement des mutations économiques et des crises sectorielles qui affectent certains bassins d'activité.

Enfin, la Région a fait du soutien au développement de ses territoires ruraux et à la revitalisation des centres-bourgs et centres villes, une priorité de sa politique d'aménagement du territoire.

Deux types de contrats sont déployés : les contrats d'attractivité (pour les territoires les moins vulnérables) et les contrats de dynamisation et de cohésion (pour les territoires en situation de vulnérabilité forte ou intermédiaire).

#### Présentation du Territoire de contractualisation



Les règles applicables aux différentes zones du PLU de Nérac (faisant l'objet du titre II du règlement) sur les parties concernées des deux secteurs de la ZAC sont les suivantes:

**Zone 1AUx**

Zone à vocation économique, dont la capacité des réseaux à la périphérie immédiate est suffisante pour être ouverte à l'urbanisation moyennant des conditions d'aménagement urbain et de viabilisation. Elle comprend des « orientations d'aménagement et de programmation » en vue d'assurer ces conditions. Elle comprend un secteur 1AUxa lié au pôle économique AgriNOVE.

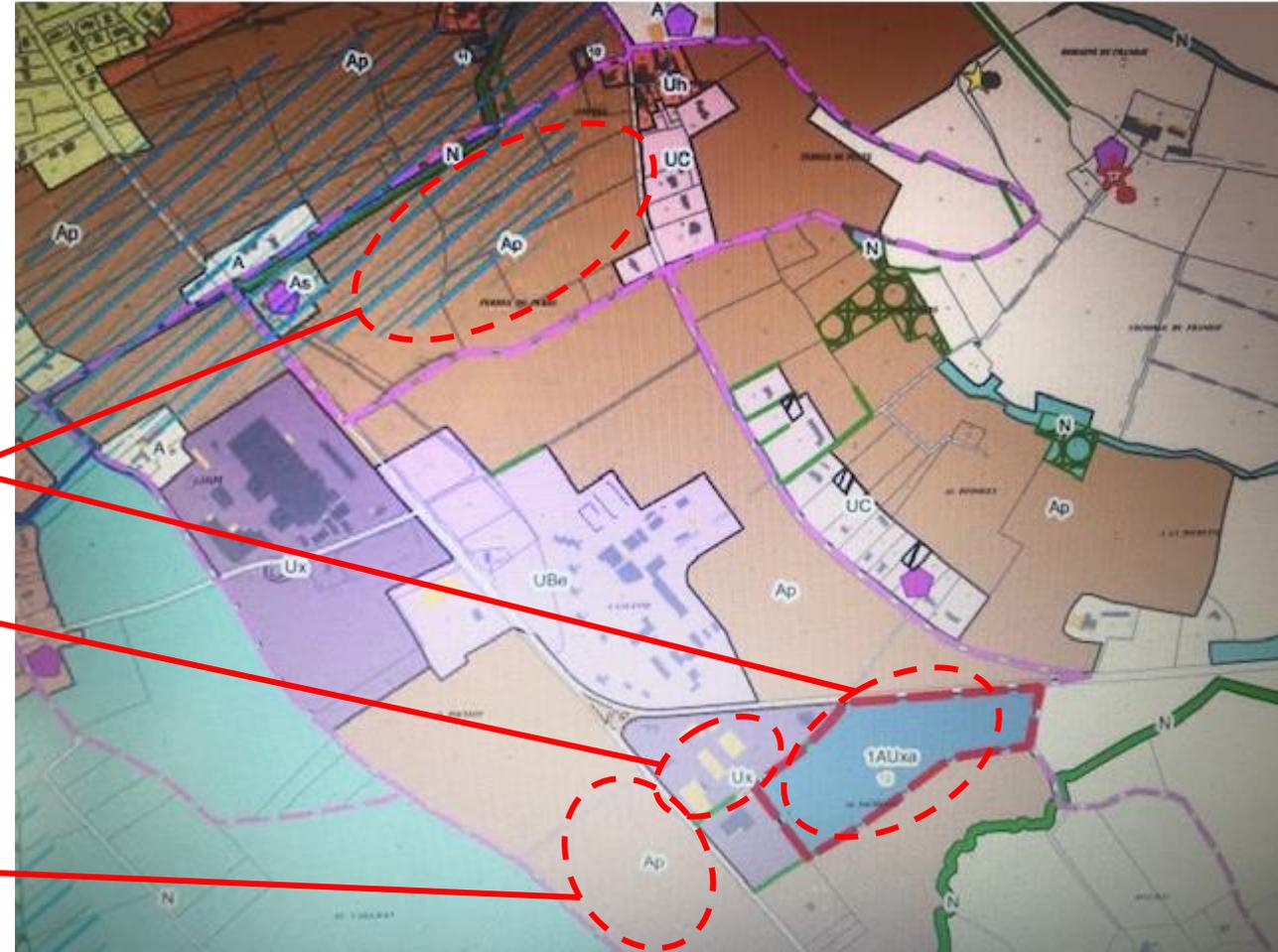
**Zone Ux**

Cette zone correspond à une zone économique dans laquelle seuls sont autorisés les commerces, l'artisanat, les services, les bureaux. Les logements autres que ceux de fonctions sont interdits. Elle comprend un secteur Ux1, lié à une entreprise classée SEVESO.

**Zone A**

Espace agricole à protéger en raison du potentiel agronomique, biologique et économique des terres. Les constructions et installations nécessaires aux services publics ou d'intérêt collectif et à l'exploitation agricole sont seules autorisées en zone A. Elle comprend quatre secteurs :

- un secteur Ap, où seules les constructions nécessaires aux services publics ou d'intérêt collectif sont autorisées, ainsi que les serres et châssis.
- un secteur Ae : il correspond à un secteur présentant des enjeux environnementaux, où toutes les nouvelles constructions ou installations sont interdites.
- un secteur As : il correspond à l'ensemble bâti lié à l'activité équestre.



Les règles applicables aux zones prévues ont donc intégralement intégré leurs destinations. Le PLU semble adapté.



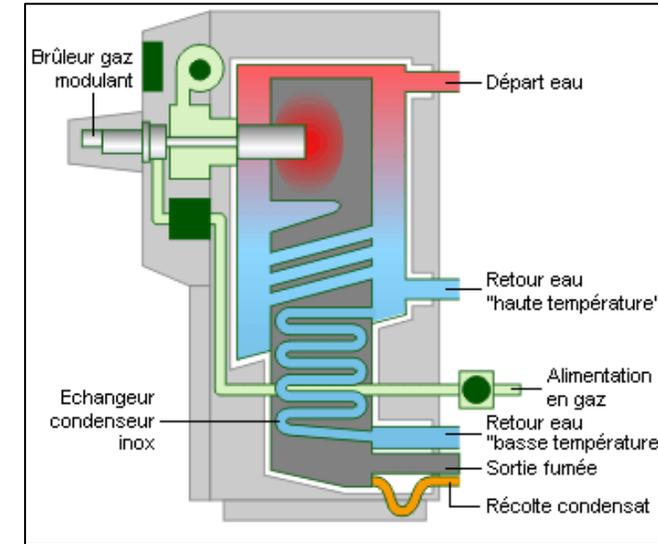
## 3.1 Le gaz, filière de référence

Le gaz représente 28 % des consommations énergétiques pour les bâtiments (résidentiel + tertiaire).

L'origine du gaz naturel importé en France est très variée : Norvège, Pays-Bas, Russie, Algérie, Nigeria, Qatar...

Le gaz naturel est l'énergie d'origine fossile qui émet le moins de CO<sup>2</sup> et de ce fait, il a un impact environnemental de niveau intermédiaire entre les sources d'énergies renouvelables et les ressources fossiles du type fioul ou charbon. Aucun stockage de la ressource n'est nécessaire.

L'alimentation est assurée en flux constant, mais avec une dépendance vis-à-vis du fournisseur.



Principe de la chaudière gaz à condensation.  
Source : [www.energieplus-l'esite.be](http://www.energieplus-l'esite.be)

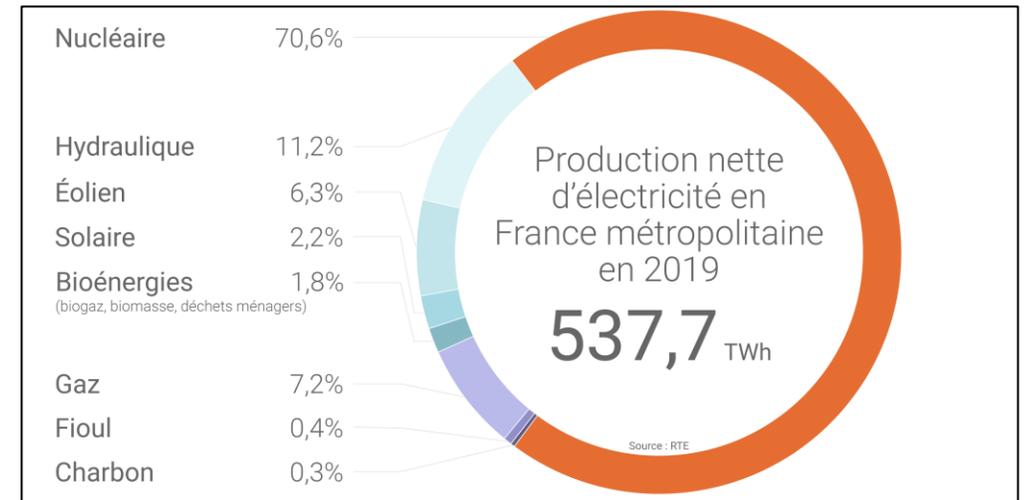
## 3.2 Réseau d'électricité

En 2019, la production nette d'électricité s'élève à 537,7 TWh, en baisse de 2 % par rapport à 2018. Cette baisse est expliquée par le recul des deux énergies que sont le nucléaire et l'hydroélectricité.

Le pays est resté le pays d'Europe le plus exportateur d'Europe avec un solde de 57,7 TWh.

L'électricité représente 38 % des consommations énergétiques pour les bâtiments (résidentiel + tertiaire).

La production d'électricité du réseau français (RTE) provient à 70,6 % de centrales nucléaires en 2019.



### 3.3 L'incinération d'ordures ménagères

L'énergie fatale est la quantité d'énergie intrinsèquement contenue dans les matériaux ou processus. Cette énergie potentielle se perd définitivement si elle n'est pas récupérée. Avec près de 130 usines réparties sur tout son territoire, la France possède le plus grand parc d'incinérateurs d'ordures ménagères d'Europe. La valorisation énergétique issue de l'incinération des déchets constitue un important gisement d'énergie de récupération.

La carte des incinérateurs montre qu'il n'existe pas actuellement d'unités de traitement à proximité du site

### 3.4 La Méthanisation

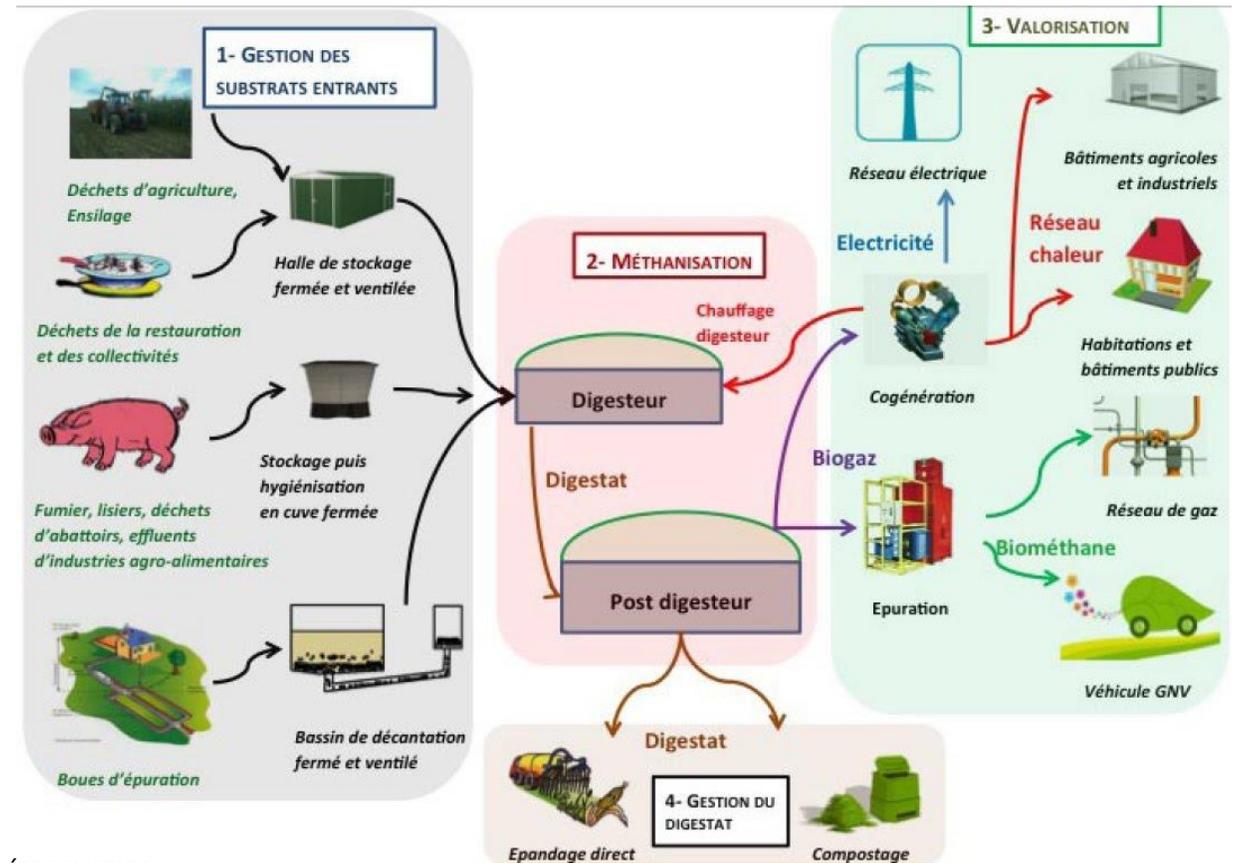
#### 3.4.1 Principe

La méthanisation permet de traiter des rejets aussi divers que les boues de stations d'épuration, les déjections animales, les déchets agricoles ou de l'industrie agro-alimentaire, les ordures ménagères pour la production de biogaz.

Le biogaz produit a toute sa place parmi l'ensemble des solutions de production d'énergie renouvelable en permettant d'atteindre deux objectifs complémentaires :

- Produire de l'énergie tout en réduisant la charge polluante des déchets et des effluents organiques.
- Produire, selon la nature du produit de départ, un digestat stabilisé utilisable entre autres comme fertilisant pour les terres agricoles.

Le biogaz sert alors de combustible pour une cogénération, production combinée d'énergie électrique et thermique, ou peut être réinjecté dans le réseau gaz.



Principe de la méthanisation



### 3.4.2 Gisement

Les grands industriels, du fait de la nouvelle législation à compter du 1er janvier 2012, imposant aux producteurs ou détenteurs de quantités importantes de bio déchets de mettre en place un tri à la source et une valorisation, doivent organiser de nouvelles filières pour leur permettre de respecter cette réglementation

Des gisements de ressources locales existent également :

- Les restaurants, restaurants d'entreprises et les cuisines d'établissement scolaires constituent un potentiel facilement mobilisable, à des échelles variées, communales (écoles) ou départementales (collèges) par exemple.
- Les déchets fermentescibles du parc de logements constituent un gisement très important, mais plus difficilement mobilisable : il nécessite la mise en place du tri dans chaque logement, la mise à disposition de bacs adaptés.

Ces deux solutions nécessitent de mettre en place une installation de méthanisation.

Les installations de méthanisation sont désormais classées au titre de la protection de l'environnement sous la rubrique 2781 et la déclaration ou demande d'autorisation d'exploiter peut nécessiter une instruction de 10 à 15 mois.

### 3.4.3 Contraintes

Les contraintes d'implantation sont importantes :

- La distance entre les digesteurs et les habitations occupées par des tiers ne peut pas être inférieure à 50 mètres.
- L'aire ou les équipements de stockage des matières entrantes et des digestats sont distants d'au moins 35 mètres de toute installation souterraine ou semi-enterrée utilisée pour le stockage des eaux destinées à l'arrosage des cultures maraîchères.

Le stockage de gaz, matière dangereuse, en zone urbaine, dans un secteur où des actes de dégradation peuvent être commis, doit également être pris en considération.

Enfin, la filière se heurte également à la rentabilité de petites unités de proximité dans un contexte urbain où le prix du foncier est important.

### 3.4.4 Récupération de chaleur sur les réseaux d'assainissement

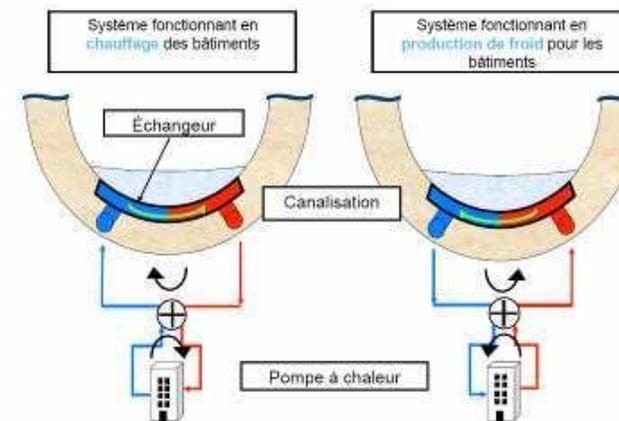
Les canalisations d'assainissement véhiculent, dans les zones urbaines et péri-urbaines, des eaux dont la température se situe entre 12 et 20°C tout au long de l'année. Cette ressource en énergie est disponible, continue et peut être utilisée pour le chauffage et le rafraîchissement de bâtiments via un échangeur de chaleur couplé à une pompe à chaleur. De la même façon que pour la géothermie, la récupération de chaleur s'effectue en hiver au moyen d'une pompe à chaleur qui permet de transférer l'énergie des eaux usées d'un niveau à basse température, par refroidissement sur l'évaporateur, vers un niveau de température plus élevé de 35 à 65°C, par récupération sur le condenseur.



En été, la pompe à chaleur est réversible et peut produire du froid pour la climatisation ou le rafraîchissement des locaux, en évacuant la chaleur du condenseur dans les eaux usées.

Le potentiel thermique des eaux usées est particulièrement bien adapté aux bâtiments collectifs. La performance du système dépend principalement du débit des eaux usées (au minimum 12 l/s), de la pente du réseau d'assainissement et de la demande en chaleur à proximité. La longueur de l'échangeur doit être comprise entre 20 et 200 mètres linéaires maximum. La puissance de production minimum doit être de 150 kW. La distance entre le réseau et le bâtiment doit être inférieure à 300 m.

Des retours d'expérience en Suisse montrent qu'un mètre de canalisation permet de produire de 2 à 8 kW de puissance de chauffage.



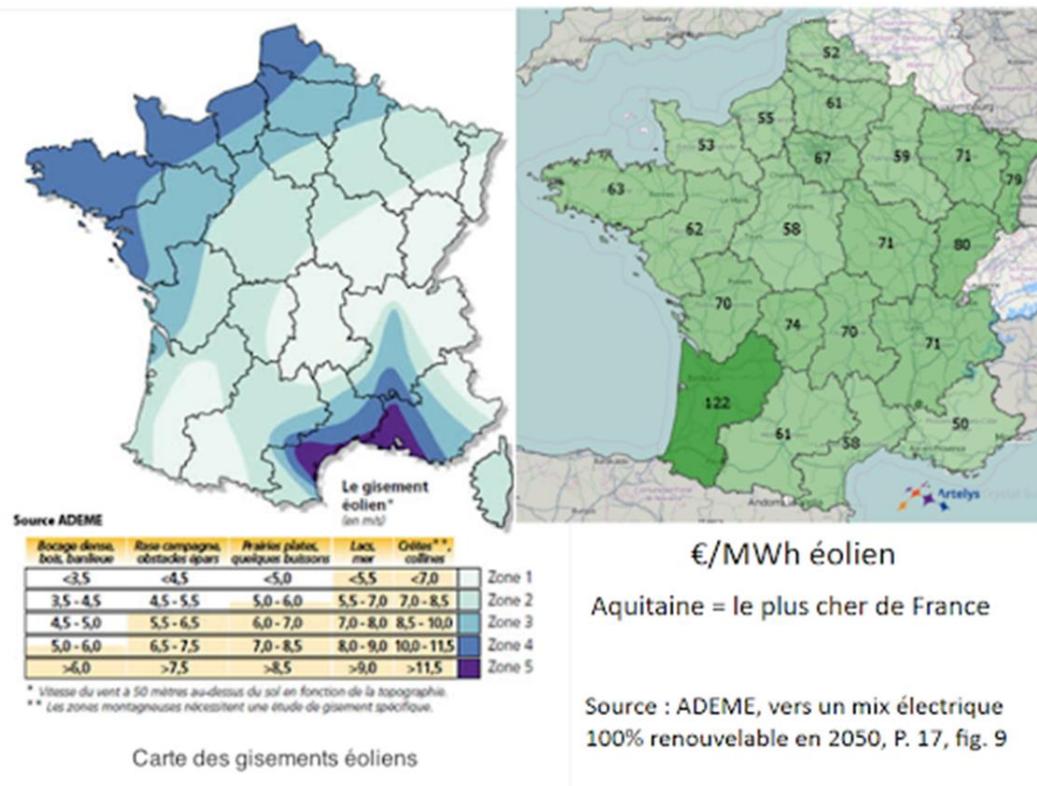
## 3.5 L'Éolien

### 3.5.1 Le grand Éolien

Un parc éolien est une installation de production d'électricité par l'exploitation de la force du vent transformée en énergie électrique. Il s'agit d'une production au fil du vent, il n'y a donc pas de stockage d'électricité.

Les éoliennes couramment rencontrées en France appartiennent à la catégorie du « grand éolien », le « petit » et le « moyen éolien » étant encore peu développés, car la rentabilité des solutions disponibles sur le marché n'est pas encore assurée.

Le « grand éolien » représente les éoliennes de hauteur supérieure à 50 m, développant des puissances de 2 à 3 MW, équipées de rotors (la partie constituée du moyeu et des pales) de grandes dimensions. Ces éoliennes constituent la grande majorité de la capacité installée au monde. Les aérogénérateurs sont destinés à la production d'électricité pour le réseau. Leur vitesse de rotation est faible : 30 tours / minute pour une pale d'un diamètre de 20 mètres.



€/MWh éolien  
Aquitaine = le plus cher de France  
Source : ADeme, vers un mix électrique 100% renouvelable en 2050, P. 17, fig. 9

Comme le montre la représentation graphique ci-dessus élaborée par l'ADEME, le gisement éolien est faible sur le site rendant de toute façon son coût marginal à échéance 2050 le moins compétitif sur tout le territoire national.

Par ailleurs, les règles d'implantation sont, a minima, un retrait de 500 m des habitations et un regroupement de 5 éoliennes. Le site n'est pas adapté à cette source d'énergie renouvelable.

En l'état actuel de la technique, les potentiels éoliens du territoire ne permettent pas un développement de cette technologie. En effet, la densité d'énergie éolienne à 60 m d'altitude sur le territoire est comprise entre 60 et 120 W/m<sup>2</sup>. Or on estime qu'il faut une densité d'énergie supérieure à 200 W/m<sup>2</sup> pour atteindre la rentabilité d'un projet éolien.

### 3.5.2 Le petit Eolien

Le micro-éolien désigne les éoliennes de petites et moyennes puissances, de 100 watts à 36 kilowatts, et de moins de 12 m de hauteur, raccordées au réseau ou bien autonomes en site isolé.

L'élément essentiel pour qu'une petite éolienne soit économiquement rentable est le vent, qui doit être ni trop puissant ni trop faible et fréquent. La rugosité des sols urbains réduit la vitesse du vent et apporte des turbulences néfastes auxquelles l'éolienne doit s'adapter.

Ces conditions déterminantes indiquent que quelle que soit l'éolienne de petite ou moyenne puissance considérée et quelle que soit sa configuration (raccordée ou non, à plus ou moins de 12 m) le coût de revient du kWh produit est largement plus élevé que le coût d'achat ou évité. La rentabilité de ces solutions reste encore à démontrer aujourd'hui. Le SRCAE qualifie l'éolien de ressource sous forte contrainte environnementale et paysagère, ce qui le disqualifie pour le site de la ZAC, sauf le petit éolien dans un but pédagogique.

## 3.5 Production d'électricité hydroélectrique

L'hydroélectricité est la deuxième source de production électrique derrière le nucléaire et la première source d'électricité renouvelable en France. Cette filière est importante pour le système électrique à plusieurs titres, notamment en termes d'équilibre et de sécurisation du réseau. La France est historiquement bien équipée avec un développement important des ouvrages hydroélectriques dès le début et tout au long du vingtième siècle. L'enjeu actuel pour l'État est d'assurer la modernisation et la compatibilité du parc aux exigences accrues de sécurité et d'environnement d'une part, et de permettre l'exploitation du gisement résiduel d'autre part.

On distingue plusieurs types d'installations hydroélectriques en fonction de la durée de remplissage de leur réservoir :

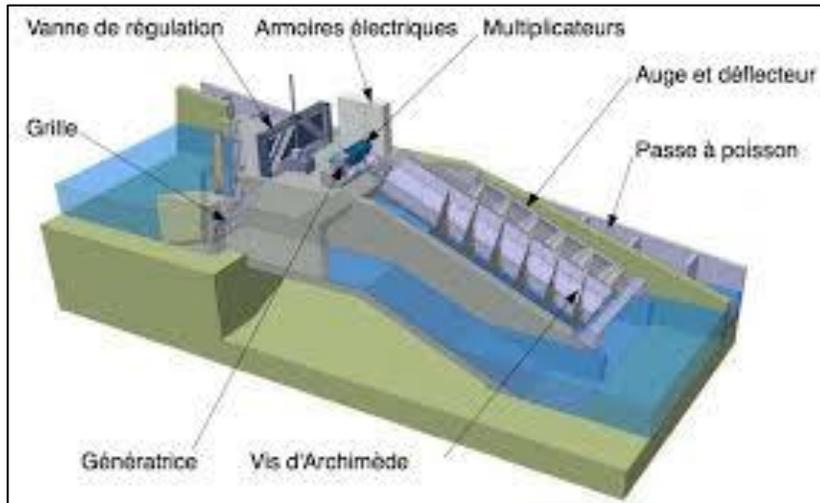
- les installations dites « **au fil de l'eau** », qui turbinent tout ou partie du débit d'un cours d'eau en continu. Leur capacité de modulation est très faible et leur production dépend du débit des cours d'eau.
- les installations dites par « **éclusées** », qui disposent d'une petite capacité de stockage, typiquement comprise entre 2 heures et 400 heures de production. Ces installations permettent une modulation journalière ou hebdomadaire de la production en accumulant dans leurs retenues des volumes d'eau qui seront turbinés pendant les pics de consommation.
- les installations dites « **centrale de lac** » disposant d'une retenue plus importante. Ces installations accumulent des volumes d'eau dans des retenues de taille conséquente nécessitant le plus souvent des barrages de grande taille, généralement à l'aval des moyennes et hautes montagnes. Ces installations permettent de diminuer l'exposition aux conditions hydrologiques.



Les « stations de transfert d'énergie par pompage » ou **STEP**, utilisées pour le stockage de l'énergie électrique : ces installations permettent de pomper pendant les périodes de moindre consommation d'électricité vers un réservoir haut des volumes d'eau pour les turbiner pendant les pics de consommation.

Les installations au fil de l'eau, voire par éclusées, fournissent une hydroélectricité de base peu modulable alors que les installations avec des retenues importantes sont très utiles pour la flexibilité du système électrique, et permettent de répondre aux pics de consommation : en effet, ces installations peuvent fournir de grandes puissances très rapidement mobilisables (quelques minutes).

Dans le cas de la zone **Agrinove**, il s'agira de regarder les possibilités sur des effluents éventuels mais il est important de noter que cette énergie renouvelable constitue une vraie énergie locale en ce sens que son bilan amont devance beaucoup d'autres énergies dites « vertes » et dont le bilan environnemental global est loin d'être intéressant, et présente aussi l'intérêt d'être une énergie peu intermittente.



Principe d'une vis hydroélectrique

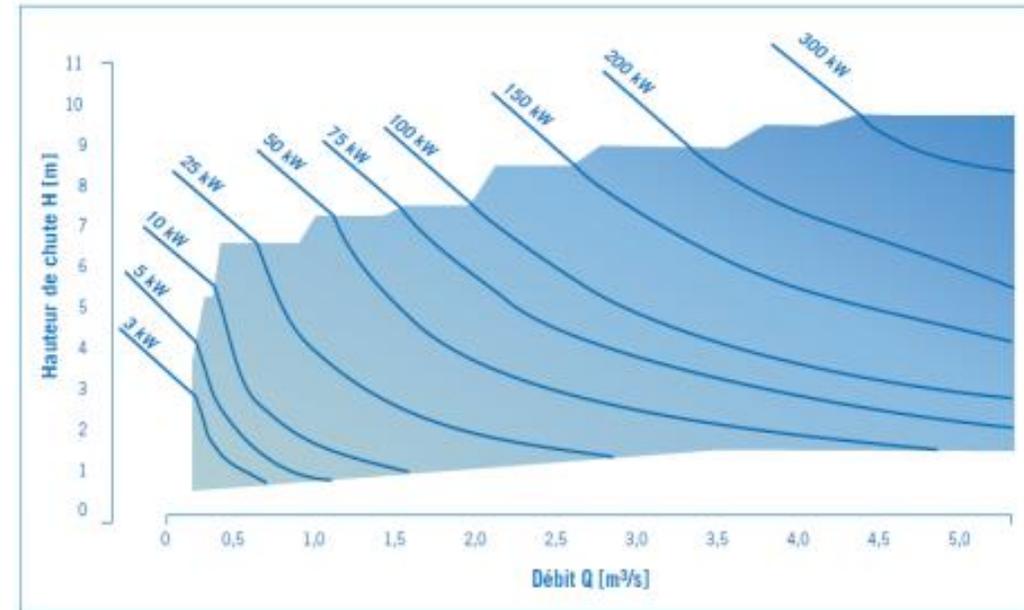


Diagramme de dimensionnement d'une installation selon le débit et la hauteur de chute

Le faible potentiel hydraulique (surtout en matière de débit) permettra au mieux d'obtenir une puissance électrique de 3,5 à 4 kWé sur la base d'une hauteur exploitable de 7 mètres pour le ruisseau du Caillau. Ce faible rendement même extrapolé sur 1 année ne porterait la production électrique qu'à la hauteur de 36 MWhé, bilan trop faible au regard des investissements à réaliser.



### 3.6 Les Datacenters

Les centres de données, constitués d'équipements informatiques puissants, consomment une grosse quantité d'énergie électrique, notamment pour être en permanence rafraîchis par des groupes de production de froid. La chaleur dégagée par les groupes froids, évacuée sous forme d'air chaud, peut être récupérée par des échangeurs thermiques et produire une eau à 55°C pour la production de chauffage et d'eau chaude.

Il n'y a pas de Data Center sur la commune de Nérac ni à proximité de la ZAC étudiée. Cette source de chaleur ne peut donc être utilisée.

### 3.7 Les différentes formes de géothermies

La géothermie est l'énergie produite par la chaleur interne de la terre. En France, la température moyenne au niveau du sol est en général de 12 à 13°C. Dans le Lot-et-Garonne, la température augmente en moyenne de 3°C tous les 100 m (gradient géothermal).

À la différence de la plupart des énergies renouvelables (solaire, éolien...), la géothermie est une source d'énergie permanente dont la production ne dépend pas des conditions naturelles ou climatiques contingentes.

Par ailleurs, cette ressource étant disponible en permanence, elle ne nécessite pas de stockage.

Il existe plusieurs techniques en géothermie, permettant d'exploiter des sources de chaleur plus ou moins chaude, comme expliqué ci-après.

#### Evolution de la réglementation

Le décret n°2015-15 du 8 janvier 2015 redéfinit la réglementation sur les activités de géothermie dite « de minime importance ».

Le seuil de simple déclaration de l'installation passe de 100 m à 200 m de profondeur, et autres seuils en débits (maximum 80 m<sup>3</sup>/h) et puissance extraite en EnR du sous-sol étant les mêmes (maximum 500 kWth).

Au-delà de cette profondeur le projet est soumis à autorisation, ce qui alourdit et allonge la procédure.

La mise en œuvre des solutions de géothermie de surface est donc moins coûteuse mais leur rendement énergétique relatif selon la température de l'eau de source captée.

Ce nouveau cadre réglementaire est entré en application le 1er juillet 2015.



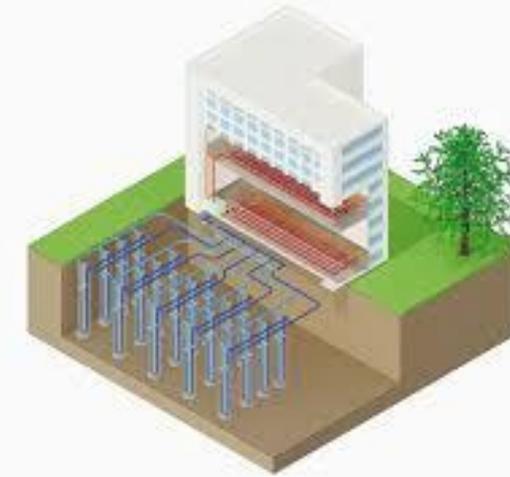
### 3.7.1 PAC sur sondes géothermiques

Une pompe à chaleur est couplée à un champ de sondes intégré dans le sol, servant de source d'énergie. Un fluide caloporteur circule dans les sondes et vient alimenter la PAC.

Ce couplage confère un excellent coefficient de performance à la pompe à chaleur grâce à la température constante de la terre sur toute l'année de fonctionnement.

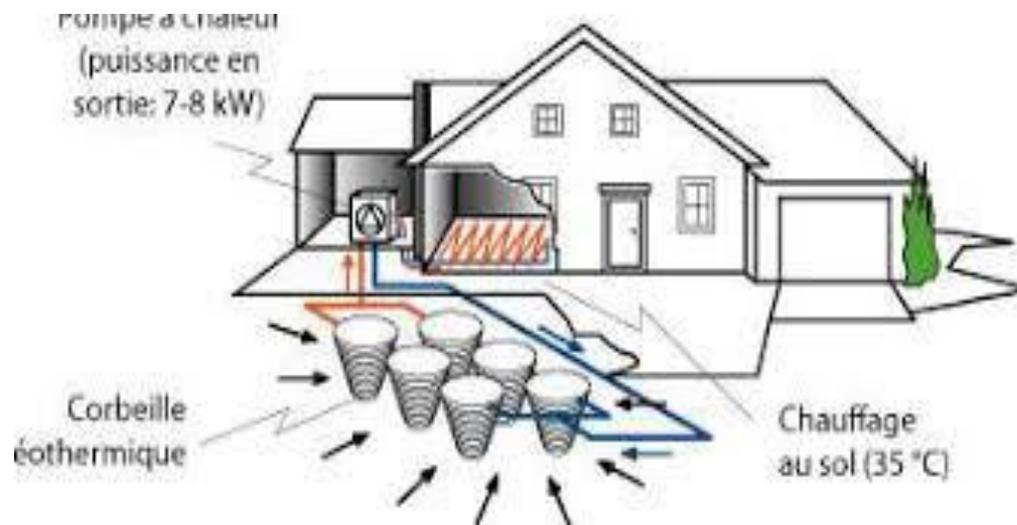
Ce système peut a priori être installé partout, dès qu'une surface d'espaces extérieurs est disponible.

La terre peut également servir pour le rafraîchissement du bâtiment en période estivale. Ce système complémentaire a l'avantage de recharger la nappe, ce qui limite l'affaiblissement thermique du sol sur le long terme, et permet de maintenir les rendements initiaux.



Principe des sondes géothermiques. Source : ADEME

### 3.7.2 PAC sur corbeilles géothermiques



Si la superficie du terrain libre est importante, une alternative aux sondes est les corbeilles géothermiques qui permettent l'utilisation de la chaleur du sous-sol à quelques mètres de profondeur (4 au maximum).

La géométrie et la taille des corbeilles géothermiques nécessitent l'installation de plusieurs corbeilles qui doivent être reliées entre elles avant connexion à une pompe à chaleur. Ce circuit fermé dans lequel circule un fluide caloporteur constitue l'échangeur de chaleur grâce auquel de l'énergie sera soutirée au terrain de manière renouvelable.

Cette solution, au même titre que celle des sondes est limitée en efficacité dans le temps et en terme de puissance.

Une solution non prioritaire dans le projet de **ZAC de Agrinove** qui trouvera de meilleures réponses ailleurs.



### 3.7.3 PAC sur pieux géothermiques

Dans ce cas, la pompe à chaleur est couplée à des échangeurs géothermiques insérés dans les pieux de fondation du bâtiment. L'avantage de ce procédé est le faible surcoût engendré puisque ces pieux sont nécessaires pour la structure même du bâtiment, tout en offrant des performances comparables à une PAC sur sondes géothermiques.

La faisabilité de ces techniques dépend de la nature du sol au droit des bâtiments mais également des charges reprises par les pieux.

Ce type d'ouvrage est courant en Suisse, mais il nécessite une compétence spécifique des bureaux d'études afin d'éviter que des mouvements de terrain n'affectent les sondes et causent un dysfonctionnement du système géothermique.

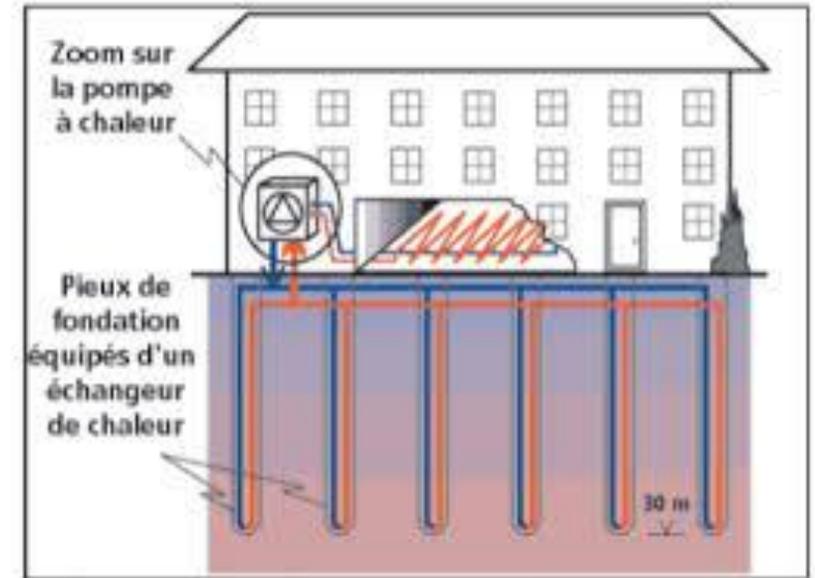
Il s'agit d'une variante aux autres systèmes à sondes sèches citées plus haut.

Dans tous les cas des géothermies sur sondes, corbeilles ou pieux, la chaleur est prélevée au sous-sol par le biais d'un fluide adapté qui circule dans l'ouvrage enterré. Ce prélèvement de chaleur est compensé par le sous-sol, néanmoins cette capacité de régénération dépend de la composition du sol. Dans quasiment tous les cas il y aura un affaiblissement rapide de la température du sous-sol.

Le dimensionnement du système géothermique doit donc être dimensionné selon la capacité de régénération du sous-sol.

Les systèmes réversibles évitent cet affaiblissement : en hiver les calories sont prélevées dans le sol pour chauffer les bâtiments alors qu'en été la chaleur des bâtiments est transférée dans le sol (free-cooling). Le bilan thermique annuel tend alors vers 0, limitant l'affaiblissement.

**Ces systèmes viennent toujours à la suite de systèmes géothermiques dynamiques comme par exemple les géothermies sur nappes ou aquifères et pour lesquelles les puissances restituées sont bien plus importantes ramené au prix investit.**



L'utilisation d'un aquifère de faible profondeur (moins de 200 m) comme source d'une pompe à chaleur offre quatre avantages :

- La température constante (de l'ordre de 13-14°C au minimum sur le site de Nérac) de l'eau utilisée comme source de calories par les pompes à chaleur leur confère des coefficients de performance (COP) élevés (supérieurs à 4 en COP Thermodynamique).
- Les pompes à chaleur peuvent également assurer une partie de la production d'eau chaude sanitaire bien que la plupart du temps la technologie pour l'usage principal soit incompatible avec un fonctionnement adapté.
- L'incidence sur l'environnement est faible puisque l'eau extraite est ensuite rejetée dans l'aquifère.
- L'utilisation d'une nappe d'eau permet en été, par l'intermédiaire d'un échangeur, de rafraîchir l'eau circulant dans les émetteurs (utilisés en hiver pour le chauffage, radiateurs, planchers chauffants...) et peut ainsi offrir ainsi un rafraîchissement gratuit (hormis la consommation électrique pour les pompes et circulateurs). C'est le géocooling.

L'exploitabilité d'une nappe dépend de cinq paramètres : la profondeur et l'épaisseur de la nappe, l'hydrochimie de la nappe, la transmissivité et la température moyenne de la nappe. La transmissivité régit le débit d'eau qui s'écoule, par unité de largeur, d'un aquifère sous l'effet d'une unité de gradient hydraulique.

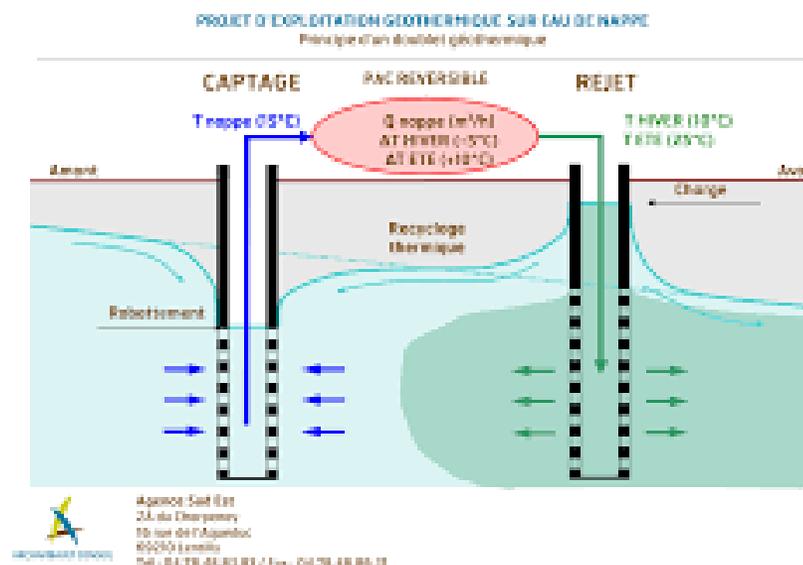
#### Les aquifères sur site sont peu connus :

Dans tout le secteur, l'eau potable pour les communes est captée sur les forages de Bruch et Brax entre 430 m et 600 m. Donc pas de nappe ni débit intéressant avant et avec une forte certitude.

Sur Nérac, la production des calcaires présents à 50/60m est très variable et certainement insuffisante; pas de références forages aux bornes cotes NGF.

Un mince espoir réside au regard d'un forage privé répertorié à 109 m (BSS 002 CAQD) mais sans débit informé.

**Un forage de reconnaissance pourra probablement être une solution pour avoir une idée précise du potentiels d'EnR thermique récupérable.**



## 3.7 Le solaire

Le gisement solaire sur le site de la ZAC est d'environ 1 320 kWh/m<sup>2</sup>.an en l'absence de masques.  
La production estivale de 4 mois est autour de 2,5 fois plus élevée que la production hivernale. Malgré cette contrainte ce gisement est largement exploitable et les investissements sont rentabilisés grâce à des prix de revente de l'électricité aidés et des coûts de panneaux photovoltaïques bas.

Mais les technologies actuellement ne permettent la conversion que d'une partie de l'énergie solaire reçue, par des panneaux solaires : il d'agit d'une énergie intermittente aux rendements limités.

- Rendements de 6 % à 20 % pour le photovoltaïque (on trouve des produits à 15 % sur le marché français).
- Rendement de 50 % pour le solaire thermique lorsque il y a une correspondance correcte entre les besoins et la fourniture (très variable selon l'ensoleillement et la température extérieure).

Ce potentiel s'améliore peu à peu avec le perfectionnement technologique des panneaux solaires.

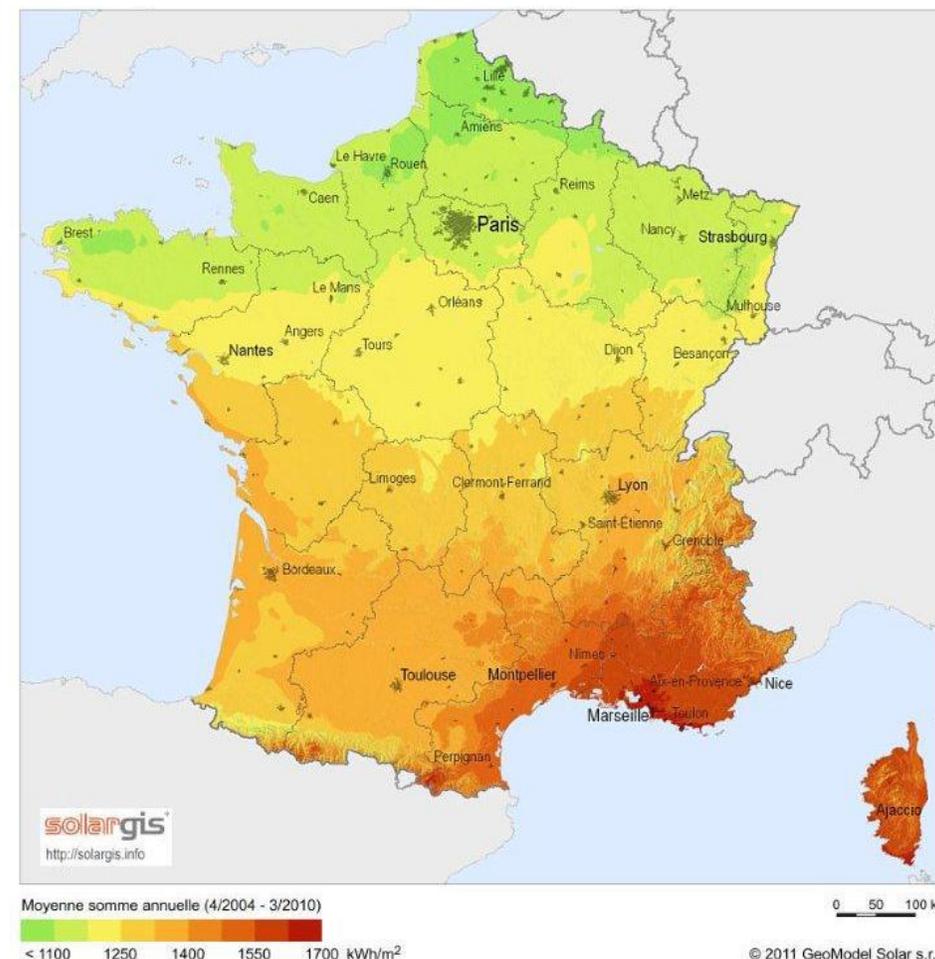
### 3.7.1 Les panneaux photovoltaïques

L'électricité produite, bien que réinjectée sur le réseau électrique, rentre dans le bilan énergétique total de l'opération comme une production locale d'énergie renouvelable autoconsommée.

Le tarif de rachat de cette EnR n'est plus aussi rentable que par les années passées, du fait de la révision des tarifs réglementés.

Pratique très largement répandue et démocratisée elle ne répond cependant pas à la transition énergétique sur le plan essentiel de la problématique CO2.

Il s'agira d'exploiter toutes les autres possibilités avant d'éventuellement installer ce genre de solution pour atteindre les objectifs de la **ZAC Agrinove**.



Les capteurs solaires thermiques permettent la production d'eau chaude à partir d'une source d'énergie gratuite et renouvelable, le soleil mais qui nécessite la construction d'un dispositif de collecte lourd. L'eau chaude produite peut permettre de produire de l'eau chaude sanitaire (ECS solaire) ou de l'eau de chauffage (plancher solaire direct).

Les profils de productions subis doivent être mis en juxtaposition avec les profils de besoins pour visualiser sur une année quels en sont réellement les performances et rendements.

Le choix de ce dispositif doit se confronter aux autres possibilités sur le terrain du coût global engendré et des émissions CO2 globalisées.

Les contraintes peuvent aussi être nombreuses comme l'impact des bâtiments existants, neufs ou voisins pouvant créer des masques solaires sur les toitures équipées.

Les orientations et inclinaisons doivent être optimisées en fonction de la localisation. Le diagramme ci-contre montre la part de rayonnement reçue par le capteur selon son orientation et son inclinaison.

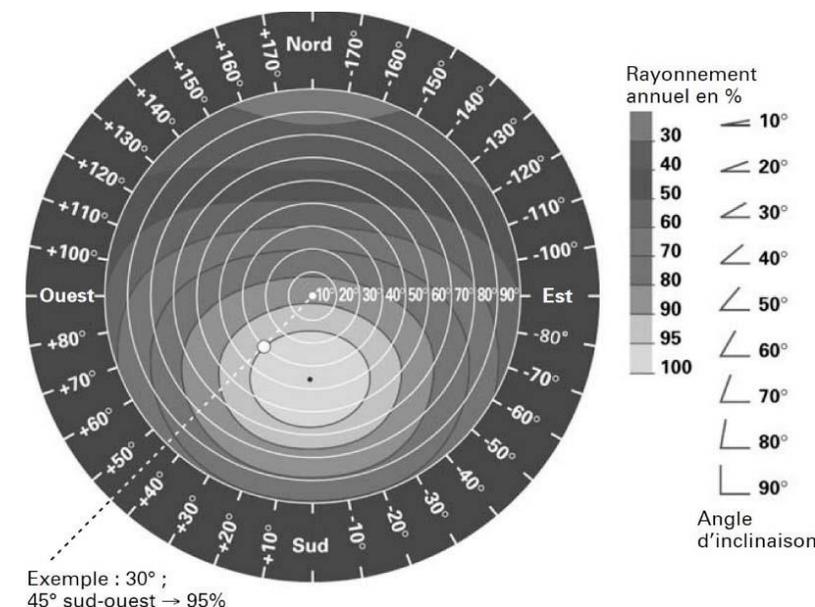
Tous les capteurs solaires fonctionnent selon le même principe : un liquide caloporteur circule dans le panneau et absorbe le rayonnement électromagnétique émis par le soleil.

Les capteurs solaires plans vitrés sont les plus courants. Le fluide caloporteur circule dans un serpentin placé entre la vitre extérieure et une couche réfléchissante.

Dans les capteurs tubes sous vide, le serpentin est placé au centre d'un tube de verre. Ils sont principalement utilisés pour rattraper un angle d'orientation ou un angle d'inclinaison (par rapport à l'horizontale), car même s'ils ont un meilleur rendement, le surinvestissement ne se justifie pas autrement.

Les capteurs non vitrés, de type « moquette solaire » sont fréquemment utilisés notamment pour les piscines, du fait de leur très bon rapport qualité/prix mais nécessitent une surface de toiture beaucoup plus importante que pour les capteurs plans pour une production égale.

Dans le projet de la ZAC Agrinove il s'agira de cibler les besoins ECS afin de dimensionner éventuellement les besoins en mobilisation des surfaces utiles.



### 3.8 Le bois énergie

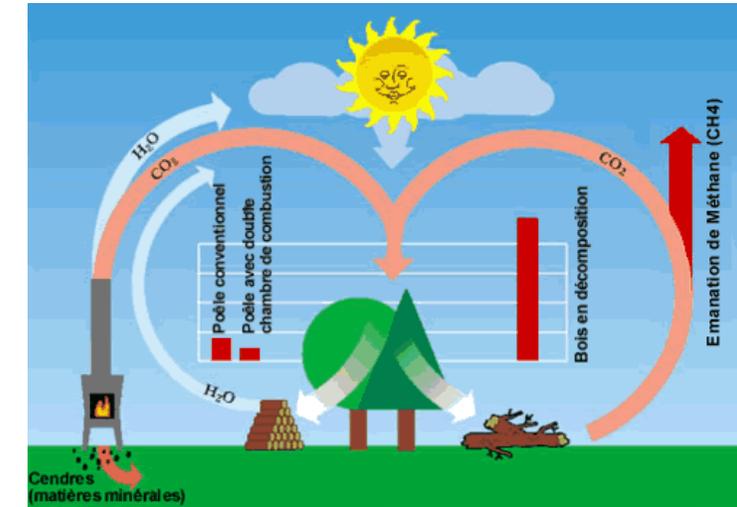
Il s'agit de l'utilisation du bois en tant que combustible afin de produire une énergie thermique ou/et mécanique. Il peut s'agir d'une énergie renouvelable si le bois est produit par une gestion durable des forêts.

La combustion du bois comme source d'énergie a un bilan carbone neutre du point de vue des émissions atmosphériques, dans la mesure où le bois est exploité comme une énergie renouvelable. Ce n'est pas le cas sur le plan mondial.

Ainsi, et dans l'hypothèse d'une absorption de croissance équivalente au moins aux émissions de combustion, la quantité de CO<sup>2</sup> libérée par la combustion du bois est compensée par la capture d'une même quantité de CO<sup>2</sup> pour la croissance de l'arbre. Ceci n'est vrai que si l'exploitation du bois conduit à une quantité de bois produite au moins équivalente à celle consommée.

Le bois énergie est principalement disponible sous quatre formes :

- Les bûches.
- Les granulés de bois ou pellets.
- Les briques de bois reconstituées.
- Les plaquettes forestières.



#### 3.8.1 La filière en Nouvelle-Aquitaine

Avec 2,9 millions d'ha de surfaces boisées représentant 34,4 % du territoire, les 10 millions de m<sup>3</sup> annuels exploités représentent 1/40<sup>ème</sup> du volume sur pied estimé.

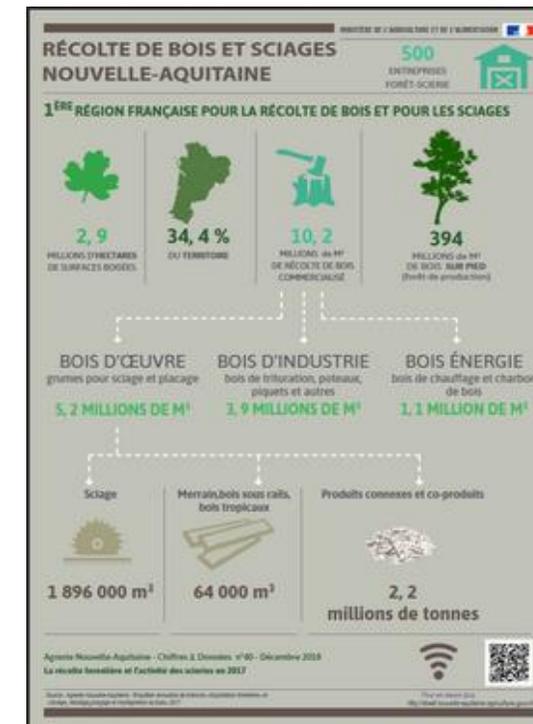
Le bois de chauffage correspond à 1,1 millions de m<sup>3</sup>/an et le potentiel reste encore élevé de part la surface totale et la gestion actuelle qui en est faite.

La ressource globale régionale en biomasse énergie s'élève à l'horizon 2020-2030 à environ 205 ktep/an (source SRCAE), constituée majoritairement de bois forestiers, et de bois de fin de vie.

A titre de comparaison un potentiel de chauffage de 25 millions de m<sup>2</sup>/an d'un patrimoine moyen!

Une gestion durable des ressources est toutefois indispensable pour assurer la pérennité de la filière et supporter son développement.

À noter qu'une forte demande en bois combustible est attendue dans les prochaines années. Cela implique de continuer les politiques de structuration de la filière à l'échelle régionale pour rester compétitif par rapport aux énergies traditionnelles (le gaz en particulier).



#### LA CONTRAINTE FONCIERE

Dans le cas d'une production biomasse à l'échelle de la ZAC, une surface foncière conséquente doit être prévue pour la production de chaleur (chaudières) mais aussi pour le stockage du combustible sur site, dont la taille dépendra de l'autonomie souhaitée et de la puissance de la chaufferie.

#### LA CONTRAINTE DE STOCKAGE ET APPROVISIONNEMENTS

Le mode et la dimension du stockage dépendent de :

- L'optimisation spatiale de la parcelle d'accueil de la chaufferie et la prise en compte de l'environnement local et des contraintes de surfaces et de volumes.
- La détermination du système le mieux adapté à la chaufferie (stockage sur site ou non...).
- La détermination d'une capacité de stockage optimisée (autonomie souhaitée, surface disponible, possibilité de stockage dans de bonnes conditions sur toute l'année...).

Les silos sont à implanter prioritairement sur la partie de ZAC la moins sensible à l'humidité car l'hygrométrie du bois est un facteur essentiel du pouvoir calorifique de la ressource. Plus le taux d'humidité est important, plus la production de kWh de chaleur est faible.

L'autonomie offerte par le silo impacte directement la fréquence de livraison. Néanmoins l'offre de combustible intervient également dans le dimensionnement du stockage. Un combustible facilement disponible permettra de limiter la taille du silo.

#### LES CARACTERISTIQUES DU BOIS

La ressource en bois appropriée pour un réseau de chaleur avec des chaudières à bois déchiqueté doit avoir les caractéristiques suivantes :

- Bois déchiqueté issu principalement de coupes forestières pour éviter les déchets (clous, colles) souvent contenus dans le bois de rebut. Pour octroyer ses subventions l'ADEME demande un taux minimum de 50 % de bois issu de forêts.
- Humidité relative moyenne maximale : 30/35 %.
- Granulométrie G50, à savoir : 20 % maximum de grossier (5 cm<sup>2</sup> de section maximale, 12 cm de longueur maximale, 31,5 mm de calibre), 60 à 100 % de calibre moyen (16,6 mm de calibre), 20 % maximum de calibre fin (poussières) < 1mm.
- Masse volumique moyenne : 350 kg/m<sup>3</sup>.
- PCI moyen (35% humidité) : 3 250 kWh/t. PCI : C'est l'énergie thermique libérée par la réaction de combustion d'un kilogramme de combustible sous forme de chaleur sensible, à l'exclusion de l'énergie de vaporisation (chaleur latente) de l'eau présente en fin de réaction.

#### LA QUALITE DE L'AIR

Concernant l'émission de particules fines, dans le cadre d'une chaufferie collective le système de filtration mis en œuvre doit permettre de satisfaire aux normes réglementaires, notamment le PPA IDF (voir paragraphe suivant).

De plus, pour l'obtention de subventions l'ADEME exige le recours à un système performant de dépoussiérage des fumées pour des émissions bien plus faibles que celles exigées par la réglementation.



## LE PLAN DE PROTECTION DE L'AIR (PPA)

Les nouvelles VLE (valeurs limites d'émissions) fixées par le PPA révisé au 25 mars 2013 pour les chaudières de chaufferies collectives sont définies de la manière suivante :

- Installations neuves utilisant de la biomasse : les VLE poussières (TSP) applicables à 11 % d'O<sub>2</sub> sont :
  - Jusqu'à 2 MW : 60 mg/Nm<sup>3</sup> (soit 90 mg/Nm<sup>3</sup> à 6 % d'O<sub>2</sub>),
  - À partir de 2 MW : 10 mg/Nm<sup>3</sup> (soit 15 mg/Nm<sup>3</sup> à 6 % d'O<sub>2</sub>).
- Installations existantes utilisant de la biomasse : les VLE poussières (TSP) applicables sont :
  - Jusqu'à 2 MW : 150 mg/Nm<sup>3</sup> à 11 % d'O<sub>2</sub> (soit 225 mg/Nm<sup>3</sup> à 6 % d'O<sub>2</sub>),
  - Entre 2 et 20 MW : les VLE en zone PPA définies par le nouvel arrêté ministériel (remplaçant celui du 25 juillet 1997),
  - À partir de 20 MW : celles définies par le nouvel arrêté ministériel (remplaçant les arrêtés des 23 juillet 2010, 30 juillet 2003, 20 juin 2002 et 11 août 1999).
- Installations soumises à autorisation : pour les installations d'une puissance supérieure à 20 MW, ce sont les VLE des arrêtés des 23 juillet 2010, 30 juillet 2003, 20 juin 2002 et 11 août 1999 qui s'appliquent (ces arrêtés sont en cours de révision pour intégrer la nouvelle directive européenne IED), sauf pour celles utilisant de la biomasse, pour lesquelles ce sont les valeurs limites d'émission stipulées plus haut qui s'appliquent. D'une façon générale, des VLE plus contraignantes peuvent être fixées par l'arrêté préfectoral d'autorisation pour chacune des installations concernées, en cohérence avec le principe selon lequel plus la puissance est élevée, plus les VLE doivent être contraignantes.

En Île-de-France, le seuil de déclaration pour les installations soumises à autorisation est ramené à :

- 20 t/an pour les émissions de Nox,
- 20 t/an pour les émissions de poussières (TSP),
- 10 t/an pour les émissions de PM<sub>10</sub>.

En Île-de-France, toutes les installations de combustion d'une puissance supérieure à 20 MW et utilisant de la biomasse, ou plusieurs combustibles, doivent mesurer en continu leurs émissions de NO<sub>x</sub> et de poussières.

Pour réduire les effets de la production de chaleur par la combustion de bois, un emplacement judicieux devra être choisi et une filtration adaptée devra donc être mise en œuvre. L'emplacement est fonction du dimensionnement des chaufferies.

Des mesures de qualité de l'air peuvent être envisagées, même pour une puissance inférieure à 20 MW. Les effets attendus de la mise en œuvre de ces mesures, avec suivi renforcé, sont l'ajustement des paramètres de combustion et de filtration si des anomalies sont constatées.

Nous rappelons également que l'Arrêté du 2 octobre 2009 relatif au contrôle des chaudières dont la puissance nominale est supérieure à 400 kW et inférieure à 20 MW précise les valeurs suivantes à respecter pour les Nox de 150mg/m<sup>3</sup> pour le gaz naturel, 200 pour le fioul domestique et le GPL, 500 pour la biomasse et 550 pour les autres combustibles.

## D' AUTRES POINTS SENSIBLES

La plus grande attention doit être apportée aux éléments suivants :

- Rédaction de contrats de fourniture, notamment par la fixation du prix en fonction de l'énergie effectivement délivrée et non pas en fonction d'un poids ou d'un cubage, c'est-à-dire en €/MWh livré.
- Choix de sources d'approvisionnement multiples pour palier la défaillance d'un fournisseur. Dans ce cas, il convient de préciser de façon claire la responsabilité de chaque fournisseur vis-à-vis de la qualité du combustible livré.
- Intégration de la filière d'approvisionnement envisagée dans une filière organisée et plus vaste (département, région).
- Possibilités d'inscrire le projet dans une logique de développement local (emplois créés ou soutenus).



La filière est soutenue, notamment par la Région Nouvelle-Aquitaine et l'ADEME.

Le coût du combustible bois étant actuellement 2 fois moins cher que le combustible GN (y compris pour l'instant avec la TICGN), autour de 36 € TTC /MWh livré.

Les critères d'octroi des subventions de la Région et ADEME à respecter sont :

- Utiliser la filière régionale.
- Mettre en place un plan d'assurance qualité du combustible pour éviter la combustion de bois déchets souillés.

#### LES RESEAUX DE CHALEUR

Le réseau de chaleur est un système de chauffage à l'échelle urbaine où la chaleur est distribuée à plusieurs bâtiments (eau ou vapeur) par un réseau dédié. Les avantages des réseaux de chaleur sont multiples :

- Pour les collectivités : réduction des GES et polluants émis par les chaudières historiques de chaque bâtiment.
- Pour les propriétaires et gestionnaires de parcs de bâtiments : optimisation à moindre coût de leurs stratégies globales d'investissements pour les réhabilitations en vue de l'atteinte du facteur 4.
- Pour les consommateurs : intérêt économique en particulier lorsque le réseau met en œuvre des EnR (moindre sensibilité des tarifs aux variations des prix des énergies fossiles, TVA à taux réduit).

La pertinence d'un réseau de chaleur dépend de la densité thermique du territoire, c'est à dire la quantité d'énergie de chauffage appelée par mètre linéaire de conduite du réseau de chaleur installée. En effet, les pertes réseau ne sont pas négligeables et peuvent même atteindre 15 à 20% sur une année.

Les réseaux actuels ont une densité énergétique très variable, s'échelonnant de 1 MWh/ml à 6 ou 7 MWh/ml.

Dans un premier temps, et bien que le seuil pour l'attribution des aides au Fonds chaleur soit de 1,5 MWh/ml (en mai 2015), nous retiendront un ratio de **3 MWh/ml** au moins pour assurer une raison économique.

Un réseau de chaleur peut combiner les différentes sources d'énergies renouvelables présentées précédemment avec des combustibles fossiles. Il est recommandé d'inciter au raccordement des bâtiments aux réseaux de chaleur à la condition expresse que ces réseaux s'engagent à avoir recours aux EnR et à un taux maximal.

Les réseaux de chaleur peuvent également assurer la production d'électricité. Il s'agit alors de cogénération qui réalise une production combinée d'énergie électrique et thermique par la combustion de biomasse (biogaz, bois énergie...) ou d'énergies fossiles.

L'intérêt d'une telle installation réside dans son rendement total (somme du rendement électrique et du rendement thermique) qui s'échelonne entre 70 et 90 %. Rappelons que la production simple d'électricité à partir d'une énergie fossile se fait avec des rendements en moyenne de 37 % (une centrale classique) à 55% (centrale à cycle combiné).

Cette filière cogénération, qui avait été promue par la mise en place de tarifs d'achat incitatif, ne bénéficie actuellement plus de ces dispositifs. Leur rentabilité n'est donc plus aussi attractive qu'auparavant, sauf en cas d'alimentation en EnR.

Un avantage des réseaux de chaleur est notamment la possibilité de réguler les émissions de particules fines liées à la combustion.



Le CETE de l'ouest précise les conditions techniques à respecter pour optimiser la rentabilité d'un réseau de chaleur dans l'exemple ci-après. Au stade de création de la ZAC, les éléments de programmation précis ne sont pas encore connus, aussi nous nous limiterons à citer ces consignes pour une prise en compte lors de l'aménagement du site.

### DENSITE THERMIQUE

Le plan de masse n'étant pas totalement figé, il n'est pas possible de calculer le nombre de mètre linéaire de canalisation nécessaire pour l'opération et donc de définir la densité thermique permettant de valider la pertinence d'un réseau de chaleur pour la ZAC. Néanmoins, il est vraisemblable que la densité thermique atteinte sera supérieure à 3 MWh/ml, ce qui justifierait l'extension du réseau existant jusqu'aux bâtiments à construire.

**La mixité d'usage** est un élément essentiel à la pertinence énergétique d'un réseau de chaleur, car elle procure un effet de foisonnement. Le foisonnement a pour effet de lisser les besoins (c'est-à-dire d'atténuer l'effet de « pics »), sur la journée, la semaine ou l'année.

### INTERET DE LA PRISE EN COMPTE DU FOISONNEMENT DANS LE DIMENSIONNEMENT DES SYSTEMES

En complément de la densité thermique, les pics de besoins ont un effet direct sur le dimensionnement du réseau de chaleur et donc sur son coût et doivent de ce fait être pris en compte.

L'indicateur permettant de qualifier l'effet de foisonnement précédemment expliqué est la durée d'utilisation équivalente à pleine puissance, également appelée « durée de fonctionnement ». Elle correspond au rapport entre l'énergie utile livrée sur un an et la puissance installée du système. En effet, moins les besoins sont intermittents, plus la durée d'utilisation équivalente à pleine puissance est élevée.

Pour un fonctionnement théorique à pleine charge (réseau qui fonctionnerait à 100% de sa puissance nominale toute l'année), la durée de fonctionnement serait de 8760 heures (24x365). Une durée de fonctionnement de 2500 heures est courante. Lorsque la durée de fonctionnement est inférieure à 2000 heures, cela signifie que la capacité de la chaudière est peu exploitée, avec un impact négatif sur le coût de la chaleur, dont une partie sert à rembourser l'achat de la puissance installée.

Le lissage de la courbe des besoins augmente la durée de fonctionnement équivalente à pleine puissance et améliore donc la rentabilité du réseau de chaleur. La répartition temporelle des appels de puissance sera donc à étudier, lorsque le projet sera plus précisément défini pour optimiser la puissance à installer en cas de réseau de chaleur.

Le réseau de chaleur, en complément des avantages liés à la mutualisation des équipements, à sa maintenance centralisée, a donc comme atout le fait de nécessiter une puissance installée plus faible, grâce au lissage des appels de puissances.

Il est d'autant plus important de s'intéresser à ces notions de foisonnement que les systèmes de génération de chaleur renouvelable coûtent en général plus cher, au watt installé, que les systèmes gaz ou électricité.



En dehors de la densité thermique et de la durée de fonctionnement, d'autres optimisations sont possibles, comme celles indiquées par l'association AMORCE dans le document « solutions techniques pour optimiser les réseaux de chaleur dans un contexte de développement de bâtiments basse consommation », par exemple :

- La diminution de la température de retour du réseau de chaleur,
- La sur isolation du réseau,
- La variation de température sur le réseau de chaleur,
- L'optimisation du point de fonctionnement d'une pompe à régime fixe,
- La variation électronique de vitesse (VEV) sur les pompes primaires réseau
- La mise en place d'une sous-station collective et de sous-station dans les immeubles performantes,
- La mise en œuvre de solaire thermique centralisée,
- Le relevé de température en sous-station,
- L'optimisation du tracé de réseau,
- Le ballon d'hydro accumulation,
- Le stockage tampon grande capacité,
- Les incitations tarifaires.

### 3.9 Réseaux de froid

Un réseau de froid évacue la chaleur des bâtiments et la transporte jusqu'à un point de rejet dans l'air ou dans l'eau (mer, rivière). On trouve dans un réseau de froid une (ou plusieurs) unité(s) d'évacuation de la chaleur (que l'on peut considérer comme centrale de production de froid), un réseau de canalisations permettant le transport de chaleur par un fluide caloporteur (en général de l'eau, dont la température se situe entre 1 et 12°C à l'aller, et entre 10 et 20°C au retour) et des sous-stations assurant la collecte de la chaleur dans les immeubles à climatiser.

La technique dominante dans les réseaux de froid en France est le compresseur (95% du froid urbain), avec rejet de la chaleur dans l'air ou dans l'eau. Les énergies renouvelables et de récupération ne représentent actuellement que 3% du bouquet énergétique des réseaux de froid.

Avec 620 MW recensés en 2008, la France est le premier pays d'Europe en puissance installée, devant la Suède. Les réseaux de froid restent assez peu répandus. En Europe, ils ne représentent qu'entre 1% et 2% du marché du froid.

Le programme de la **ZAC Agrinove** ne prévoit peu de bâtiments nécessitant du froid.

Certains autres éléments programmatiques peuvent nécessiter le recours à du rafraîchissement ou climatisation ( on pense peut-être aux besoins de l'usine mitoyenne). Cette consommation (électrique) est prise en compte dans les ratios de consommation utilisés pour ces entités. Le besoin en froid de ces entités étant faible à l'échelle de la ZAC, l'étude n'a pas été plus poussée sur ce point à priori.



Filière	Production	TRI moyen	Retour écologique et TRC	Incidences administratives et techniques	Données environnementales locales	Echelle possible	Orientation pour la ZAC Agrinove
<b>Chaudière gaz à condensation</b>	Chauffage et eau chaude sanitaire	<b>Référence scénario 1</b>	Recours à une énergie fossile non renouvelable même si la moins émettrice incompatible avec les enjeux		Réseau de gaz disponible sur la ZAC avec présence sur le lycée agricole	Bâtiments ZAC	Filière non pertinente dans le cadre du développement durable et de la recherche du développement des Energies renouvelables, objet de l'étude
<b>Electricité</b>	Chauffage et eau chaude sanitaire	Moins cher en investissement mais plus cher	Constitue un problème à RTE en pointe et des émissions élevées lors de ces pointes (centrales thermiques)	Nécessite des puissances électriques souscrites importantes et chères		Bâtiments ZAC	Filière incompatible en neuf par rapport à son bilan en énergie primaire et les gardes fous de la future RE2020 en effet joule direct (possible différemment)
<b>Bois</b>	Chauffage Eau chaude sanitaire Electricité (si cogénération)	10 à 18 ans sur existant 15 à 30 ans sur du neuf	Bon bilan CO2 si bonne gestion Valorisation de déchets bois Cogénération possible pour électricité peu émettrice sur site Contrainte acheminement et ressource	Besoins d'un appoint/secours avec une autre énergie pilotable Faisabilité confirmée sur la ressource et le prix durable Contraintes du silo (humidité/feu)	Nécessité d'une filière de proximité avec plaquettes forestières	Bâtiments ZAC	Filière vertueuse si bonne gestion du bois ressource <b>Scénario famille 3</b>
<b>Pompe à chaleur sur forage en doublet sur aquifère</b>	Chauffage rafraîchissement	6 à 17 ans sur existant 10 à 25 ans sur neuf	Bilan CO2 très performant Utilisation d'une ressource locale durable la plupart du temps	Nécessite une déclaration auprès de la DREAL si en GMI et autorisation DREAL (procédure 12 à 15 mois) si Pth sup à 720 KW environ Besoin d'un appoint/secours autre énergie		Bâtiments ZAC Besoins proches	<b>Scénario famille2</b>
<b>Pompe à chaleur sur sondes sèches géothermiques</b>	Chauffage rafraîchissement	10 à 25 ans sur existant	Bilan CO2 performant Utilisation d'une ressource locale durable la plupart du temps	Nécessite une déclaration auprès de la DREAL si en GMI et autorisation DREAL (procédure 12 à 15 mois) si Pth sup à 720 KW environ et besoins en surfaces importants Besoin d'un appoint/secours autre énergie		Bâtiments ZAC	Filière prioritaire mais qui localement et économiquement sera moins intéressante que le doublet sur nappe prévu dans le scénario famille 2
<b>Solaire thermique</b>	Eau chaude sanitaire chauffage rarement	12 à 20 ans	Bilan CO2 amélioré mais mauvais COP ENR locale mais puissances électriques importantes	Efficace si les besoins en été sont importants et plus faibles en hiver	S'intègrent aux bâtiments mais faibles couvertures thermiques en général	Bâtiments	Filière dont l'impact environnemental est faible aux regard des besoins globaux et surtout si sont mesurés les impacts amonts et coûts globaux
<b>Solaire photovoltaïque</b>	électricité	12 à 20 ans	Bilan CO2 discutable si l'amont est compté et ne fait rien gagner en France sur le mix de production			Bâtiments	Filière secondaire pouvant faire atteindre un niveau énergétique conventionnel. <b>Scénario secondaire ajouté à un scénario famille</b>



## AGRINOVE (SUITE)

Filière	Production	TRI moyen	Retour écologique et TRC	Incidences administratives et techniques	Données environnementales locales	Echelle possible	Orientation pour la ZAC Agrinove
<b>Récupération d'énergie sur réseau d'assainissement (électricité)</b>	Chauffage et eau chaude sanitaire	4 à 15 ans	Amélioration du bilan carbone Ressource locale	Faisabilité dépendante du débit disponible de sa constance et température	Peu de nuisances acoustiques et visuelles	Bâtiments ZAC et besoins proches	Filière pertinente mais qui nécessite localement un potentiel d'échelle et en phase avec les besoins thermiques
<b>Aérothermie (pompe à chaleur sur air)</b>	Chauffage et eau chaude sanitaire	7 à 15 ans	Bon bilan CO2 mais puissance souscrite élevée pour les besoins élevés de pointe en hiver	Nécessite souvent un appoint thermique		Bâtiments ZAC	Filière possiblement principale et faisant l'objet du <b>scénario famille 4</b>
<b>PAC sur pieux géothermiques</b>	Chauffage Eau chaude sanitaire Electricité (si cogénération)	Spécifique mais plus élevé que sur sondes	Même résultat quasiment que sur sondes sèches	Besoin d'un appoint thermique et risque de saturation en période froide		Bâtiments	Filière secondaire car limitée
<b>Eolien</b>	électricité	60 à 140 ans	Bilan CO2 fonction de trop de paramètres	Permis de construire. Doit figurer en ZDE pour bénéficier d'un achat EDF ou négocier avec un partenaire accrédité d'EDF si hors ZDE; fonctionnement correct si vitesse du vent supérieure à 7 m/s.	Rugosité forte à proximité des bâtiments Méconnaissance niveau du bruit / vibrations induits en solutions toitures	Bâtiments ZAC	Filière secondaire et non pertinente économiquement
<b>Méthanisation</b>	Electricité Chauffage Eau chaude sanitaire	6 à 17 ans	Filière courte pour le traitement des déchets agricoles verts. Equilibrage du cycle du carbone avec les activités agricoles annexes	Surface minimale requise de 1 ha pour puissance de 250 à 500 KW Distance minimale de 50 m avec habitations, procédure ICPE, délais d'installations de 2 ans minimum.	Nécessite une demande en énergie constante Disposition possible à regarder sur la ZAC	Bâtiments ZAC Besoins proches	Filière prioritaire regardée en <b>scénario famille 5</b>
<b>Incinération d'ordures ménagères</b>	Electricité Chauffage Eau chaude sanitaire	Reste à déterminer	Bilan CO2 à regarder car émissions rajoutées par rapport à du stockage sous-sol	Installations classées avec contraintes écologiques associées	Il n'est pas prévu de de modifier le schéma de collecte et de traitements de ces déchets	ZAC et besoins proches	Filière non retenue sur la ZAC en concertation avec TE 47



## 5.1 Méthodologie et hypothèses de départ

La bonne méthodologie pour obtenir la solution qui se rapproche de la solution idéale en terme de compromis économique et obtention d'Enr consiste à projeter au mieux quelles seront les consommations, leur profil et nature sur la zone créée, mais aussi de se nourrir des installations existantes afin d'en saisir les éventuelles opportunités.

Meilleure sera la connaissances des futurs besoins et meilleure pourra être la solution énergétique projetée.

Au moment où cette étude est réalisée, les futurs besoins de la Zone (sur les deux secteurs) ne peuvent être qu'estimés selon les données qui émanent de la SEM 47 au regard des typologies de bâtiments et usages sur chacun des secteurs et des surfaces foncières concernées.

***Il est noté ici que les projections sont réalisés suivant un fonctionnement traditionnel vécu avant la crise sanitaire de la Covid 19, période atypique dans son approche pour le monde du travail, et qui se traduira peut-être dans les années à venir par une nouvelle organisation du travail, pouvant alors remettre en cause les projections relatives aux surfaces bâties, et aux consommations énergétiques in situ.***

### 5.1.1 Les consommations sur les terrains de la Zone Agrinove

La ZAC Agrinove est constituée de deux parties; le secteur 2 au nord d'une surface foncière de 166 000 m<sup>2</sup> et d'un secteur 1 à environ 900 m en prenant la route départementale n°131 et couvrant une surface de 148 000 m<sup>2</sup>.

Compte tenu des hypothèses liées aux expériences précédentes sur une ZAC de ce type, et compte tenu des typologies de bâtiments prévus sur chacun des secteurs, nous partirons sur une hypothèse de 19 900 m<sup>2</sup> de Surface Plancher à chauffer sur secteur 1 et réparties comme indiqué sur les parcelles, et une surface plancher de 14 800 m<sup>2</sup> (hypothèse un peu basse certes mais qui tient compte de l'installation d'une production centralisée dans ce secteur compte tenu du fait que la densité énergétique se trouve à cet endroit).

Mis à part la parcelle de 15 600 m<sup>2</sup> sur le secteur 1, la moyenne des 33 parcelles est d'environ 4075 m<sup>2</sup>, et donc une estimation de surface plancher à chauffer de 600 m<sup>2</sup>. Au total il semblerait raisonnable de partir sur un Surface totale plancher de 21 300 m<sup>2</sup>. Les besoins en eau chaude sanitaire étant considérés négligeables au regard des typologies des bâtiments prévus.

Avec un raisonnement identique sur le secteur 2 du sud, on pourrait partir sur 15 300 m<sup>2</sup> de surface plancher à chauffer et sur les mêmes besoins énergétiques.

Les besoins éventuels pour procès relativement modérés certainement seront en toute logique prévus en autonome pour des raisons économiques sous jacentes compréhensibles et spécifiques à chaque entité et donc impropre à toute idée de production commune centralisée.



Les deux entités essentielles à proximité de la ZAC Agrinove sont le lycée Armand Faillères (lycée Agricole de Nérac) et l'usine Syngenta sur la route départementale 131 en direction du secteur nord.

Nous estimerons les faibles consommations relatives aux installations de l'exploitation agricole positionnées aujourd'hui sur la partie nord du secteur sud.

**CONSOMMATIONS ÉNERGÉTIQUES DU LYCÉE A. FAILLERES**

	Consommations chauffage	Degrés Jours	Consommations chauffage trentenaires	Consommations ecs hiver	Consommations ecs été	Consommations électriques
	(Mwhut)	(°C)	R=0,93 (Mwhut)	(Mwhut)	(Mwhut)	Mwhé
2017	1 045,7	2037	958,2	50,9	88,4	484,6
2018	860,5	1865	861,2	36,8	51,8	441,6
2019	845,2	1899	830,7	28	35	483,3
<b>MOY</b>	<b>917,1</b>	<b>1 933,7</b>	<b>883,4</b>	<b>38,6</b>	<b>58,4</b>	<b>469,8</b>

**CONSOMMATIONS ÉNERGÉTIQUES USINE SYNGENTA 2020**

	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre	TOTAL
Consommations pour chauffage et ecs (m3 GN 20 mb)	5 549	4 546	4 177	3 440	1 833	1 389	1 052	917	131	334	3 463	4 361	<b>31 192</b>
Consommations pour process (m3 GN 20 mb)	20 219	20 513	20 699	22 750	3 756	3 130	5 088	4 406	3 259	10 642	15 299	12 644	<b>142 405</b>
Consommations électriques (kWhé)	426 480	316 623	290 165	166 717	183 692	295 988	235 718	217 304	436 144	469 421	408 177	455 458	<b>3 901 887</b>



# Bilan localisé des consommations énergétiques annuelles projetées avec la ZAC Agrinove

Les répartitions énergétiques sur les différentes zones démontre clairement la difficulté à concilier densité, intérêt économique et bilan global vertueux.

Le manque de densité pour un réseau de chaleur général poussera cette étude à trouver des solutions pertinentes se scénarios composés de plusieurs « familles de filières ».

Les scénarios qui sont donc proposés dans les pages qui suivent sont issus des contraintes investissements comme aux coûts liés aux maintenances et rotations des équipements, face aux gains en Enr et bilan CO2 inhérent.

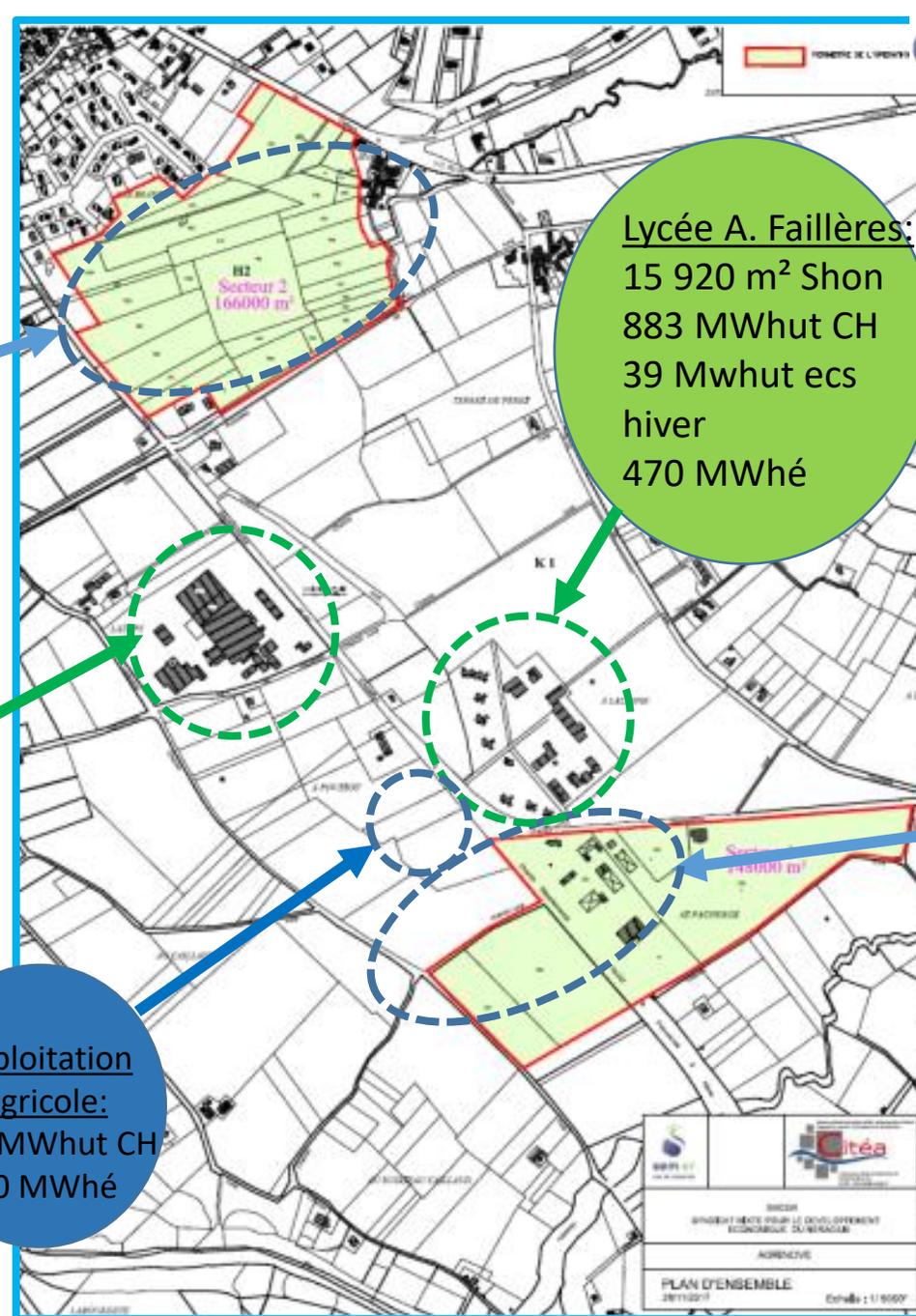
**Secteur Nord:**  
21 300 m<sup>2</sup> Sp  
769 MWhut CH  
745 MWhé hors  
procès

**Usine Syngenta:**  
282 MWhut CH et  
ecs hiver  
1 467 Mwhut  
combustion procès  
3 902 MWhé

**Exploitation  
agricole:**  
100 MWhut CH  
70 MWhé

**Lycée A. Faillères:**  
15 920 m<sup>2</sup> Shon  
883 MWhut CH  
39 Mwhut ecs  
hiver  
470 MWhé

**Secteur Sud:**  
14 800 m<sup>2</sup> Sp  
533 MWhut CH  
518 MWhé hors  
procès



Les scénarios choisis ci-après dépendent d'une part des potentiels Enr locaux, des besoins actuels futurs et actuels, ainsi que de l'éloignement des sites regardés, le tout en ne perdant pas de vue que la ZAC Agrinove créée représente une priorité sur les objectifs recherchés en Enr, coût global et CO2.

L'analyse des consommations énergétiques de Syngenta, et son éloignement relatif nous conduit à dire plusieurs choses:

- 1/ Compte tenu des usages procès, les quantités hivernales substituables éventuelles depuis un réseau de chaleur en hiver se limitent à 282 Mwhutiles,
- 2/ la distance minimale depuis le secteur nord nécessiterait 550 ml de tranchée occasionnant rien qu'en pertes environ 70 Mwhut supplémentaires,
- 3/ le ratio qui conditionne les aides Ademe en matière de réseau de chaleur exprimé en MWh/ml de tranchée est donc de l'ordre de 0,5 alors qu'en dessous de 1 MWh/ml aucune aide n'est accordée.

Tous ces éléments poussent à dissocier énergétiquement les secteurs nord et sud en laissant de côté l'idée d'optimiser les consommations thermiques de l'usine Syngenta.

Les scénarios choisis seront donc une combinaison de solutions avec une solution optimisée sur la partie nord de la ZAC seule, et sur la partie sud, une solution seule ou mixte, intégrant ou non les besoins du lycée et de la partie exploitation agricole déménagée dans le cadre de l'opération.

Les solutions globales les plus pertinentes seront donc une combinaison de solutions spécifiques au droit de chacun des secteurs.

### 6.1 Scénarios sur le secteur nord

Avec des besoins estimés en chauffage à environ 769 MWhut pour le secteur nord, les scénarios les plus plausibles et techniquement différents sont:

- scénario N1 : solution GN à condensation, centralisée, avec réseau de chaleur (scénario référence, mais non vertueux),
- scénario N2 : solution géothermique sur nappe avec réversibilité possible et son réseau de chaleur,
- scénario N3 : solution bois plaquettes et son réseau de chaleur,
- scénario N4 : solution décentralisée sur chaque entité bâtie par procédé thermodynamique réversible possible, type splits ou PAC aérothermique.

Nous excluons ici naturellement les productions électriques par effet joule direct (type radiateurs électriques radiants ou autres) car incompatible avec l'obtention du permis avec la nouvelle réglementation thermique à venir RE 2020, et qui l'était déjà sous la RT 2012.



## 6.1.1 Postulats sur les prix des énergies début février 2021

Le point délicat du prix des énergies est à évoquer avant toute simulation.

En préambule et afin de souligner l'humilité qui doit habiter celui qui s'aventure sur ce terrain, il est à noter que tout ce qui a été simulé il y a 30 ans dans les études énergétiques de ce type, s'est avéré totalement faux. L'idée d'une augmentation ou d'une baisse constante est forcément faux mais imaginer de fortes fluctuations aléatoires en augmentation par certains moments et de fortes baisses sur d'autres périodes serait encore plus risqué.

Même sur la taxe carbone qui était un engagement du gouvernement il y a 3 ans, fut bloquée suite à des mouvements sociaux des « gilets jaunes », alors qu'une augmentation logique au regard de la taxe carbone était clairement fixée au fil des années et au moins jusqu'en 2030.

Pour toutes ces raisons mais aussi afin de conserver une logique entre les différentes énergies, et au regard des quantités consommées (qui conditionnent les tarifs) il a été décidé de partir sur la première année simulé sur les bases suivantes:

- Gaz naturel : 58 €TTC/MWhut et avec une TICGN bloquée sur 30 ans à 11,99 €TTC/MWhut (*ce dernier point pénalisant les scénarios vertueux*), avec une augmentation lissée de 2%/an sur le prix de la molécule seule.
- Electricité: 130 €TTC/MWhé sur les bases des quantités évoquées et avec 2% d'augmentation /an,
- Bois : 41,4 € TTC/Mwhut (hors marge exploitant) données de Alliance Bois producteur local contacté et avec 1,5% de plus/an et 2% à compter de 2027.

Il est à noter que les COP utilisés pour les simulations sont de vrais COP terrain vérifiés et constatés sur plusieurs installations similaires et fonctionnant sur les mêmes régimes de températures et dans les mêmes régions géographiques.

## 6.1.2 Scénario N1

Le scénario N1 concerne la solution GN à condensation, centralisée, avec le réseau de chaleur pour distribuer sur les différentes entités présentes sur les parcelles du secteur Nord,

Les résultats donnent:

	Scénario N1 (chaufferie GN centralisée)			
Coût global sur 35 ans	Besoins énergétiques annuels	Emissions de CO2 cumulées sur 35 ans	Pourcentage d'Enr hors électricité	Pourcentage d'Enr avec conso élec et selon le mix électrique Français (2020)
(Millions d'€ TTC)	(MWh utiles)	(Tonnes de CO2)	(%)	(%)
<b>3,78</b>	<b>855</b>	<b>7 145</b>	<b>0</b>	<b>11,1</b>

**Ce scénario N1 figure dans l'illustration générale des comparatifs à la fin du paragraphe 6.1**



Le scénario N2 envisage une solution en géothermie sur doublet (eau de nappe) aux alentours de 60 m.

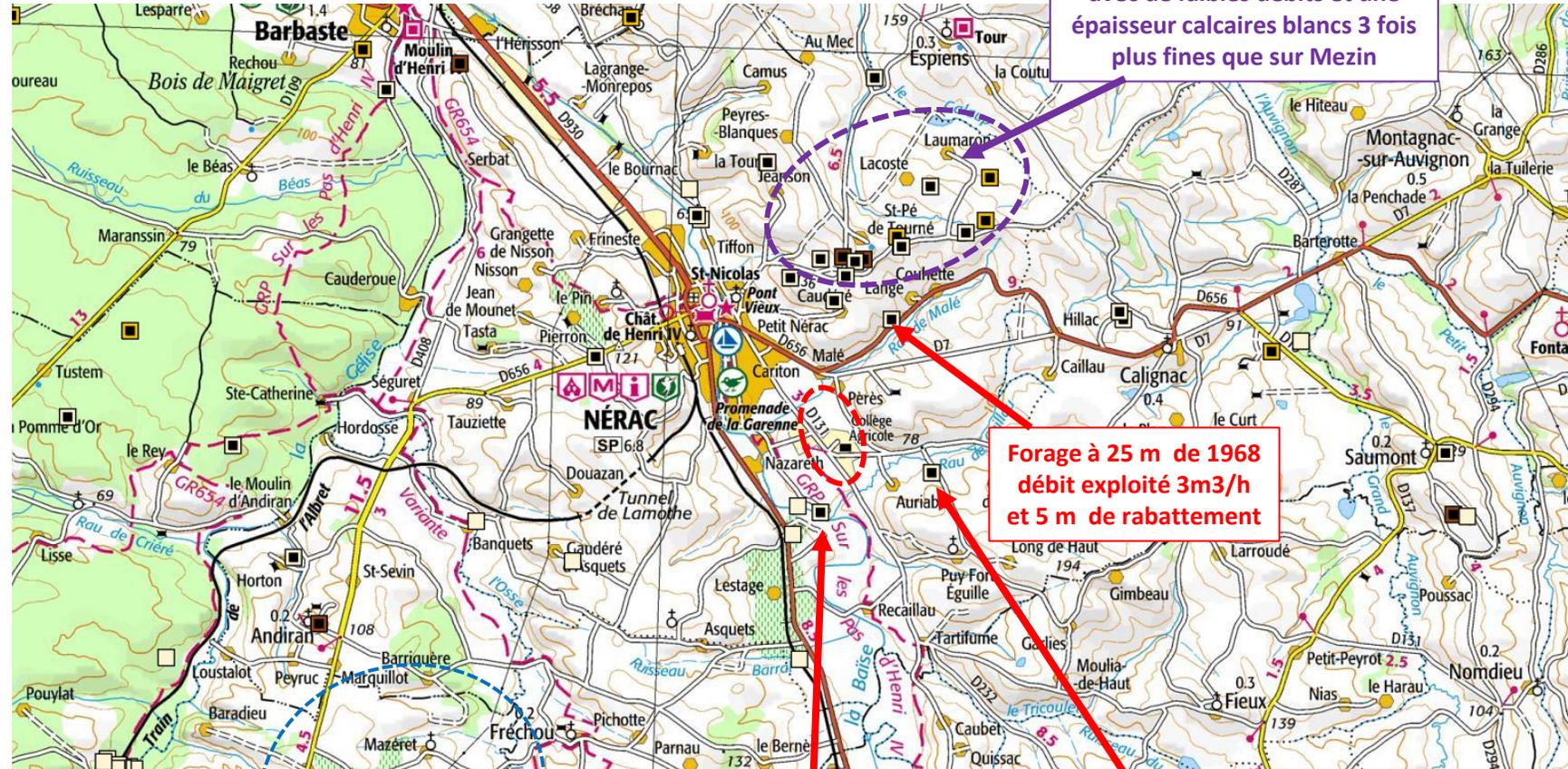
Ce scénario est envisageable sous couvert d'un potentiel factuel après forage de reconnaissance. **Il faudra pouvoir obtenir pour cela un débit exploitable nominal de 32 m<sup>3</sup>/h** pour dimensionner une couverture de 95% sur les besoins thermiques totaux, c'est-à-dire la recherche d'un point de bivalence thermique pour une température extérieure comprise entre -2°C et 0°C, pannes éventuelles incluses.

Les données sous-sol locales ne sont pas assez proches et précises pour imaginer le potentiel à la verticalité du projet. De très bonnes ressources sont avérées en direction de Mézin et il n'est donc pas impossible de trouver un potentiel débit intéressant qui permette de rendre viable ce scénario.

Un forage de reconnaissance mérite son investissement compte tenu du bilan énergétique, économique et CO2 que propose ce scénario sur ce secteur Nord par rapport aux autres scénarios.

Ce forage de reconnaissance est estimé autour de 18 000 € TTC, dépense non perdue en cas de succès compte tenu de convertibilité de ce dernier.

Plusieurs forages avant Mézin ayant une profondeur de 60 m environ arrivent à extraire 46 voire 50 m<sup>3</sup>/h



Plusieurs Forages sont recensés avec de faibles débits et une épaisseur calcaires blancs 3 fois plus fines que sur Mézin

Forage à 25 m de 1968 débit exploité 3m<sup>3</sup>/h et 5 m de rabattement

Aucune donnée température, profondeur ou débit

Forage à 40 m de 1967 débit exploité 1m<sup>3</sup>/h et 2 m de rabattement



Ce scénario N2 concerne la solution géothermie avec appoint au GN sporadique (5% environ), solution centralisée avec le réseau de chaleur pour distribuer sur les différentes entités présentes sur les parcelles du secteur Nord.

Les résultats donnent:

<b>Scénario N2 (Géothermie sur nappe centralisée)</b>				
<b>Coût global sur 35 ans</b>	<b>Besoins énergétiques annuels</b>	<b>Emissions de CO2 cumulées sur 35 ans</b>	<b>Pourcentage d'Enr hors électricité</b>	<b>Pourcentage d'Enr avec conso élec et selon le mix électrique Français (2020)</b>
(Millions d'€ TTC)	(MWh utiles)	(Tonnes de CO2)	(%)	(%)
<b>2,58</b>	<b>837</b>	<b>946</b>	<b>75</b>	<b>51,8</b>

*Ce scénario N2 figure dans l'illustration générale des comparatifs à la fin du paragraphe 6.1*

#### 6.1.4 Scénario N2 bis Photovoltaïque

Ce scénario N2 BIS reprend une solution comme le scénario N2 mais avec des toitures équipées de panneaux solaires photovoltaïques. Nous supposons en première approche que la surface PV correspond à **28 % de la surface Sp** du secteur nord, soit une surface de 5 960 m<sup>2</sup>. Cette valeur de 28% a été entendue avec M. Thierry Nicolas sur es bases de ce qui se fait en la matière de la façon la plus pragmatique qu'il soit, et au regard des entités futures (nombre de niveaux, inclinaisons des toitures...).

Les résultats donnent:

<b>Scénario N2 bis (géothermie+ photovoltaïque)</b>				
<b>Coût global sur 35 ans</b>	<b>Besoins énergétiques annuels</b>	<b>Emissions de CO2 cumulées sur 35 ans</b>	<b>Pourcentage d'Enr hors électricité spécifique consommée</b>	<b>Pourcentage d'Enr avec conso élec et selon le mix électrique Français (2020)</b>
(Millions d'€ TTC)	(MWh utiles)	(Tonnes de CO2)	(%)	(%)
<b>1,9</b>	<b>837</b>	<b>-3 084</b>	<b>234,7</b>	<b>138,1</b>

*Ce scénario N2 bis PV figure dans l'illustration générale des comparatifs à la fin du paragraphe 6.1*



Le scénario N3 concerne la solution Bois avec plaquettes forestières (appoint GN) et son réseau de chaleur associé pour distribuer sur les différentes entités présentes sur les parcelles du secteur Nord.

Après contact auprès de Alliance Bois, M. Lionel Procedes, Directeur d'Agence, en charge de la zone ouest de l'Albret, il a été possible de confirmer d'une part la possibilité d'envisager une installation chaufferie bois plaquettes compatible avec la ressource locale actuelle, et d'autre part le prix de la Tonne de la plaquette en M35. Ramené au Mwhut et sous condition de livraisons avec semis de 38 Tonnes (imposant au passage un minimum de volume au niveau du silo) le prix serait aujourd'hui de 41,4 € TTC.

Les résultats donnent:

<b>Scénario N3 (Chaufferie bois plaquettes forestières centralisée)</b>				
<b>Coût global sur 35 ans</b>	<b>Besoins énergétiques annuels</b>	<b>Emissions de CO2 cumulées sur 35 ans</b>	<b>Pourcentage d'Enr hors électricité</b>	<b>Pourcentage d'Enr avec conso élec et selon le mix électrique Français (2020)</b>
(Millions d'€ TTC)	(MWh utiles)	(Tonnes de CO2)	(%)	(%)
<b>4,24</b>	<b>927</b>	<b>1 536</b>	<b>83,3</b>	<b>57,7</b>

Il est important de noter que cette solution engendrera par son fonctionnement le dégagement de minimum 150 kg/an de suies (Micro Particules Carbonées) même avec une filtration conforme à 20 mgr de suies par NM3 de fumées.

***Ce scénario N3 figure dans l'illustration générale des comparatifs à la fin du paragraphe 6.1***



Le scénario N4 représente une solution thermodynamique généralisée, à savoir adaptée et décentralisée au niveau de chaque entité présente sur les parcelles du secteur Nord. Il pourra s'agir de splits (dont l'impact d'une réversibilité éventuelle, et faible, ne sera pas quantifié à ce stade de la faisabilité) ou bien de groupe aérothermique type air/eau et dont le COP saisonnier sera jugé sur les bases de la technologie considérée et de la région (Nérac).

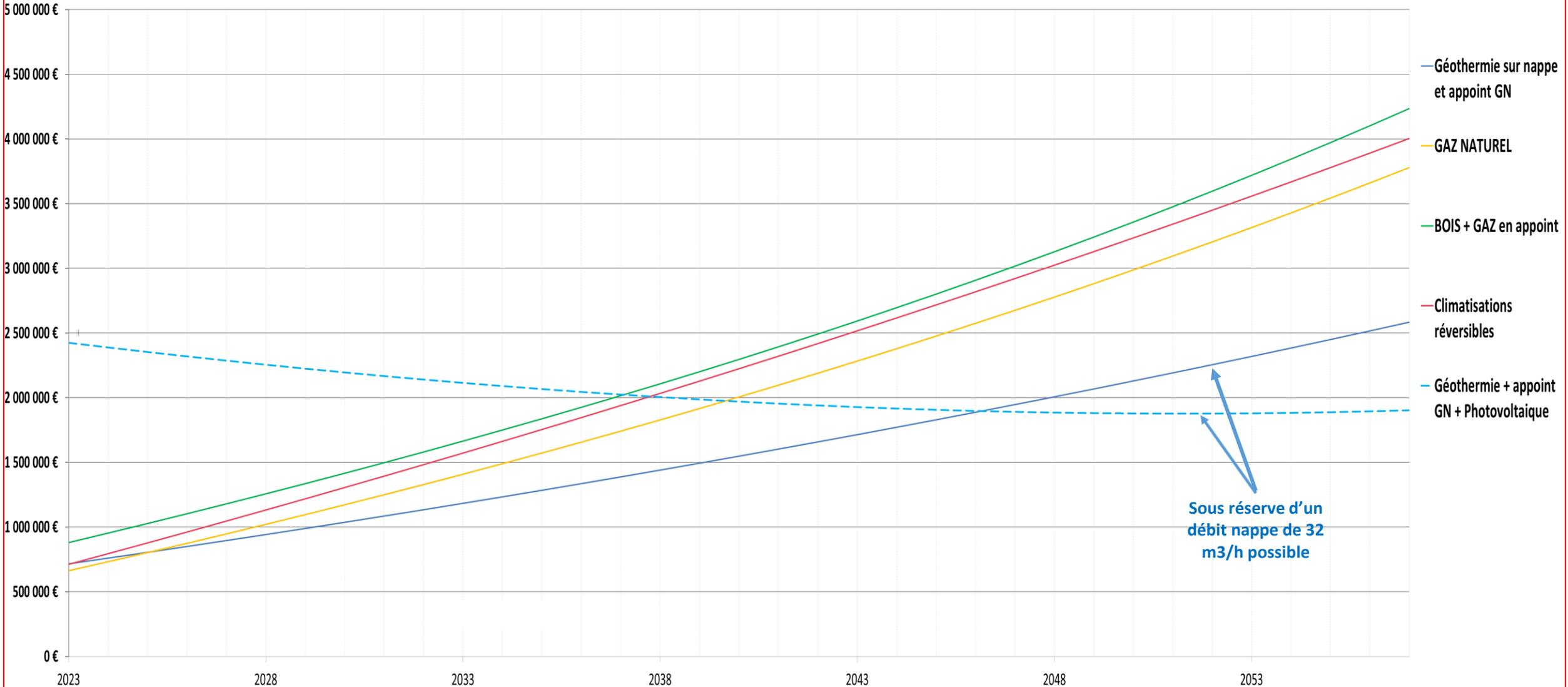
Les résultats donnent:

<b>Scénario N4 (Pompes à chaleur décentralisées - splits ou PAC-)</b>				
<b>Coût global sur 35 ans</b>	<b>Besoins énergétiques annuels</b>	<b>Emissions de CO2 cumulées sur 35 ans</b>	<b>Pourcentage d'Enr hors électricité</b>	<b>Pourcentage d'Enr avec conso élec et selon le mix électrique Français (2020)</b>
(Millions d'€ TTC)	(MWh utiles)	(Tonnes de CO2)	(%)	(%)
<b>4</b>	<b>769</b>	<b>780</b>	<b>65,5</b>	<b>48,6</b>

*Ce scénario N4 figure dans l'illustration générale des comparatifs à la fin du paragraphe 6.1*

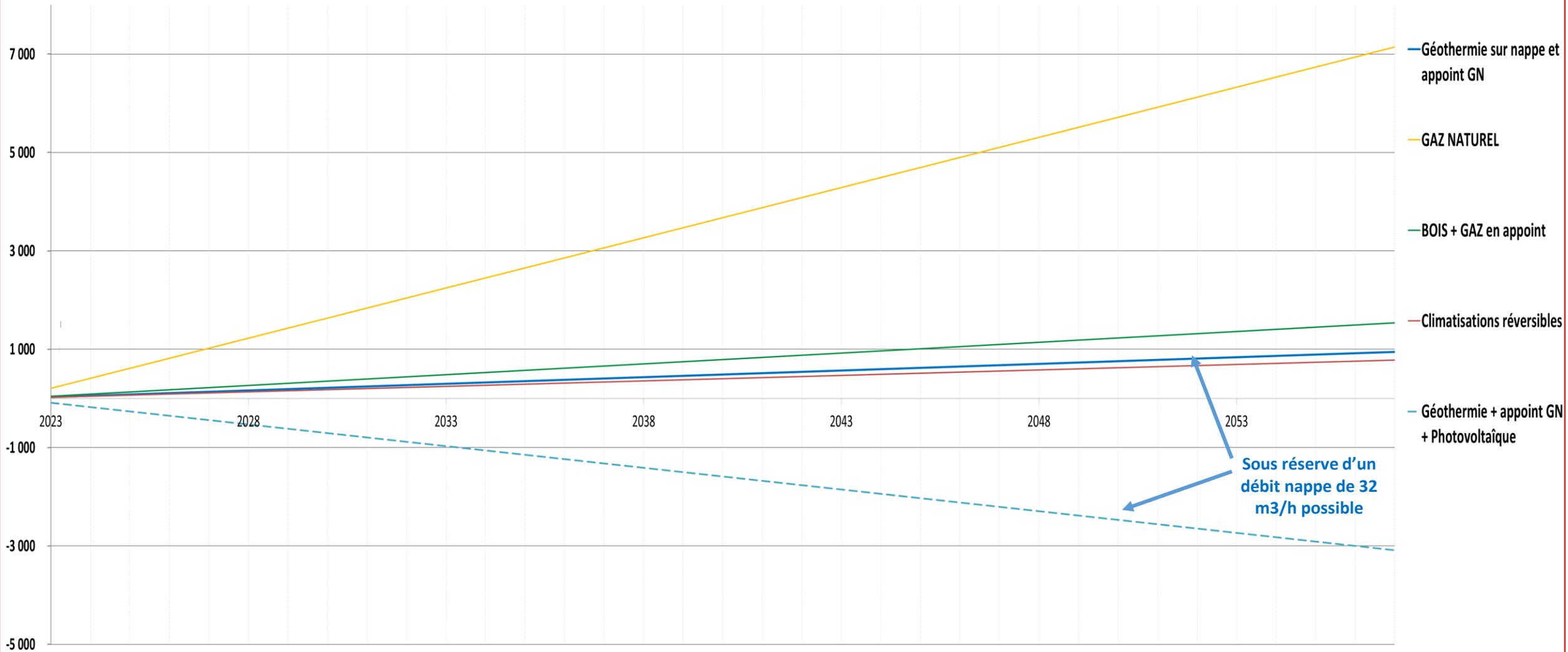


### COUT GLOBAL(€ TTC)



Tonnes de CO2

EMISSIONS DE CO2 GLOBALES (Tonnes)



Cette zone bénéficie d'une meilleure densité énergétique:

- besoins du lycée; 883 Mwhut pour chauffage et 39 pour l'ecs en hiver,
- partie exploitation agricole; environ 100 Mwhut pour du chauffage,
- partie **ZAC Agrinove Sud**; 533 Mwhut estimés pour le chauffage.

La question de l'intérêt d'aller chercher une substitution sur Syngenta: les besoins utiles en chauffage sont de 282 Mwhut, les pertes supplémentaires annuelles (hiver), d'environ 80 Mwhut supplémentaire (+630m) et un investissement d'environ 175 000 € HT en sus.

Par ailleurs sans considérer le raccordement à Syngenta le ratio réseau de chaleur est de **1,70** (1 700 Mwhut rendus en sous-station pour 1 000m). Avec le raccordement de Syngenta ce ratio baisserait à **1,28** (2 070 Mwhut rendus en sous-station pour 1 617 m).

Le fort impact lié au raccordement de l'usine Syngenta pour substituer à son endroit du GN par une autre énergie plus vertueuse étant pénalisant à bien des titres, il est proposé de ne pas l'envisager dans un premier temps. Il sera regardé cette hypothèse sur le scénario le plus intéressant pour appréhender l'intérêt final.

Dans ces conditions, et dans l'hypothèse d'une solution centralisée sur les 3 entités, nous pouvons envisager les scénarios suivants:

- scénario S1 : solution GN à condensation, centralisée, avec réseau de chaleur (scénario référence, mais non vertueux),
- scénario S2 : solution géothermique sur nappe avec réversibilité possible et son réseau de chaleur,
- scénario S3 : solution bois plaquettes et son réseau de chaleur,
- scénario S4 : solution décentralisée avec procédé thermodynamique réversible possible sur les bâtiments ZAC Sud, conservation du mode de chauffage actuel au niveau du lycée c'est-à-dire le gaz naturel pour les besoins chauffage.
- scénario S5 : bio méthanisation centralisée pour cogénération.

Nous considérerons un primaire de 1000 m de tranchées (DN 100 sur les deux départs principaux) et pour des besoins de 1 555 Mwhut + 113 Mwhut pour pertes primaire en GN.

Nous excluons ici naturellement les productions électriques par effet joule direct (type radiateurs électriques radiants ou autres) car incompatible avec l'obtention du permis avec la nouvelle réglementation thermique à venir RE 2020, et qui l'était déjà sous la RT 2012.



## 6.2.1 Scénario S1

Le scénario S1 concerne la solution GN à condensation, centralisée, avec le réseau de chaleur pour distribuer sur les 3 entités, à savoir le lycée agricole pour ses besoins chauffage (et ecs si réseau en haute température), la partie exploitation agricole, et le secteur Sud de la ZAC Agrinove avec ses bâtiments pour le chauffage.

Les résultats donnent:

<b>Scénario S1 (chaufferie GN centralisée)</b>				
Coût global sur 35 ans	Besoins énergétiques annuels	Emissions de CO2 cumulées sur 35 ans	Pourcentage d'Enr hors électricité	Pourcentage d'Enr tenant compte des Enr dans le mix électrique
(Millions d'€ TTC)	(MWh utiles)	(Tonnes de CO2)	(%)	(%)
<b>6,56</b>	<b>1 668</b>	<b>13 940</b>	<b>0,5</b>	<b>5,8</b>

*Ce scénario S1 figure dans l'illustration générale des comparatifs à la fin du paragraphe 6.2*

## 6.2.2 Scénario S2

Le scénario S2 envisage une solution en géothermie sur doublet (eau de nappe) aux alentours de 60 m ou 70 m comme le scénario précité N2.

Comme précédemment, ce scénario est envisageable sous couvert d'un potentiel factuel après forage de reconnaissance. Il faudra pouvoir obtenir pour cela un débit exploitable nominal de 43 m3/h pour dimensionner une couverture de 88% sur les besoins thermiques totaux, c'est-à-dire la recherche d'un point de bivalence thermique pour une température extérieure autour de 4°C extérieur, pannes éventuelles incluses. Les pertes (additionnées aux besoins utiles de 1555 Mwhut) sont de 77 Mwhut, pour une température moyenne hivernale du réseau de 45°C.

Les résultats donnent:

<b>Scénario S2 (Géothermie sur nappe centralisée)</b>				
Coût global sur 35 ans	Besoins énergétiques annuels	Emissions de CO2 cumulées sur 35 ans	Pourcentage d'Enr hors électricité	Pourcentage d'Enr tenant compte des Enr dans le mix électrique Français (2020)
(Millions d'€ TTC)	(MWh utiles)	(Tonnes de CO2)	(%)	(%)
<b>4,07</b>	<b>1 632</b>	<b>2 683</b>	<b>69,8</b>	<b>58,7</b>

*Ce scénario S2 figure dans l'illustration générale des comparatifs à la fin du paragraphe 6.2*



Ce scénario S2 Bis reprend une solution comme le scénario S2 mais avec des toitures équipées de panneaux solaires photovoltaïques. Nous supposons en première approche que la surface PV correspond à **28 % de la surface Sp du secteur nord, soit une surface de 4 144 m<sup>2</sup>**. Production électrique annuelle de 828,8 MWhé.

Les résultats donnent:

Scénario S2 bis (géothermie+ photovoltaïque)				
Coût global sur 35 ans	Besoins énergétiques annuels	Emissions de CO2 cumulées sur 35 ans	Pourcentage d'Enr hors électricité spécifique consommée	Pourcentage d'Enr tenant compte des Enr dans le mix électrique Français (2020)
(Millions d'€ TTC)	(MWh utiles)	(Tonnes de CO2)	(%)	(%)
<b>3,73</b>	<b>1632</b>	<b>247</b>	<b>119,5</b>	<b>96,6</b>

*Ce scénario S2 bis PV figure dans l'illustration générale des comparatifs à la fin du paragraphe 6.1*



## 6.2.4 Scénario S3

Le scénario S3 concerne la solution Bois avec plaquettes forestières (appoint GN) et son réseau de chaleur associé pour distribuer sur les différentes entités présentes sur les parcelles du secteur Sud. Comme vu plus haut auprès de Alliance Bois, M. Lionel Procedes, Directeur d'Agence, en charge de la zone ouest de l'Albret, il a été possible de confirmer d'une part la possibilité d'envisager une installation chaufferie bois plaquettes compatible avec la ressource locale actuelle, et d'autre part le prix de la Tonne de la plaquette en M35. Ramené au Mwhut et sous condition de livraisons avec semis de 38 Tonnes (imposant au passage un minimum de volume au niveau du silo) le prix serait aujourd'hui de 41,4 € TTC.

Les résultats donnent:

Scénario S3 (Chaufferie bois plaquettes forestières centralisée)				
Coût global sur 35 ans	Besoins énergétiques annuels	Emissions de CO2 cumulées sur 35 ans	Pourcentage d'Enr hors électricité	Pourcentage d'Enr tenant compte des Enr dans le mix électrique Français (2020)
(Millions d'€ TTC)	(MWh utiles)	(Tonnes de CO2)	(%)	(%)
<b>6,05</b>	<b>1 728</b>	<b>3 172</b>	<b>83,8</b>	<b>70,0</b>

Il est important de noter que cette solution engendrera par son fonctionnement le dégagement de minimum 250 kg/an de suies (Micro Particules Carbonées) même avec une filtration conforme à 20 mgr de suies par NM3 de fumées.

*Ce scénario S3 figure dans l'illustration générale des comparatifs à la fin du paragraphe 6.1*

## 6.2.5 Scénario S4

Le scénario S4 représente une solution thermodynamique généralisée, à savoir adaptée et décentralisée au niveau de chaque entité neuve présente sur les parcelles du secteur Sud. Comme expliqué dans le § 6.15 il pourra s'agir de splits ou de groupe aérothermique type air/eau et dont le COP saisonnier sera jugé sur les bases de la technologie considérée et de la région (Nérac). Mais les consommations de GN resteront en l'état s'agissant de tout le lycée agricole (hormis les 100 MWhut passés sur les nouveaux locaux exploitation).

Les résultats donnent:

Scénario S4 (Pompes à chaleur décentralisées - splits ou PAC-)				
Coût global sur 35 ans	Besoins énergétiques annuels	Emissions de CO2 cumulées sur 35 ans	Pourcentage d'Enr hors électricité	Pourcentage d'Enr tenant compte des Enr dans le mix électrique Français (2020)
(Millions d'€ TTC)	(MWh utiles)	(Tonnes de CO2)	(%)	(%)
<b>6,55</b>	<b>1 555</b>	<b>8 805</b>	<b>26,7</b>	<b>25,8</b>

*Ce scénario S4 figure dans l'illustration générale des comparatifs à la fin du paragraphe 6.1*



Le scénario S5 considère un fonctionnement en gaz naturel mais compensé intégralement par une production de biogaz par méthanisation.

Afin de viser un objectif carbone cohérent il est envisagé une neutralisation du bilan CO2 sur le périmètre des deux secteurs de la ZAC ainsi que les consommateurs mitoyens c'est-à-dire le lycée agricole, son exploitation et l'usine Syngenta.

Pour cela, et en comptant des émissions CO2 de fonctionnement sur une année, déduites des consommations en GN et en électricité cela consisterait à compenser 1 490 TCO2/an.

La neutralité carbone sur l'ensemble de ce périmètre représenterait une puissance de biogaz de 890 kW (en comptant un rendement de 85% incluant les pertes digesteur, les besoins thermiques procès et les quantités impossibles à injecter sporadiquement).

Un parallèle avec une installation similaire en cours sur Mézin (à 10 km de la ZAC à vol d'oiseau) permet ainsi de simuler l'installation imaginée, en terme d'investissement, de couverture territoriale en terme de ressources, de substrat moyen, et d'impacts financiers.

**Investissement initial: 3,52 M€ HT (aide incluse)**

**Coût d'exploitation total: 371 k€ HT**

**Gains sur la vente du biogaz injecté: 667 k€ TTC (le prix du MWh injecté estimé pour l'heure à 130 €TTC).**

Le montage qui pourrait être porté par Avergies est relativement complexe à réaliser entre les agriculteurs qui s'engageront dans cette démarche, l'investisseur bancaire et l'obligé (Engie, Total, Gdf...) qui s'engagera sur 20 ans.

Le planning estimé est de 3 à 4 ans entre la décision et le moment de la première injection du m3 de biogaz méthane.

Enfin, le simulateur co'meth 47( et dont les données qualitatives sont considérées en première approche à celles de Mézin), estime une mobilisation surfacique de 400 ha pour le projet imaginé. Avec une couverture territoriale cohérente estimée à 8 kilomètres de rayon autour du site, cela représente à peine 2% du territoire balayé. Pourcentage soulignant la faisabilité de l'hypothèse.

Il est à noter que la mécanique financière de ce scénario est particulière: les bénéfices répartis à l'endroit des participants au projet ne pourront directement impacter les coûts énergétiques des entités sur le périmètre considéré. Seul le bilan CO2 global soulignera une neutralité carbone globale de fonctionnement.

Les résultats donnent:

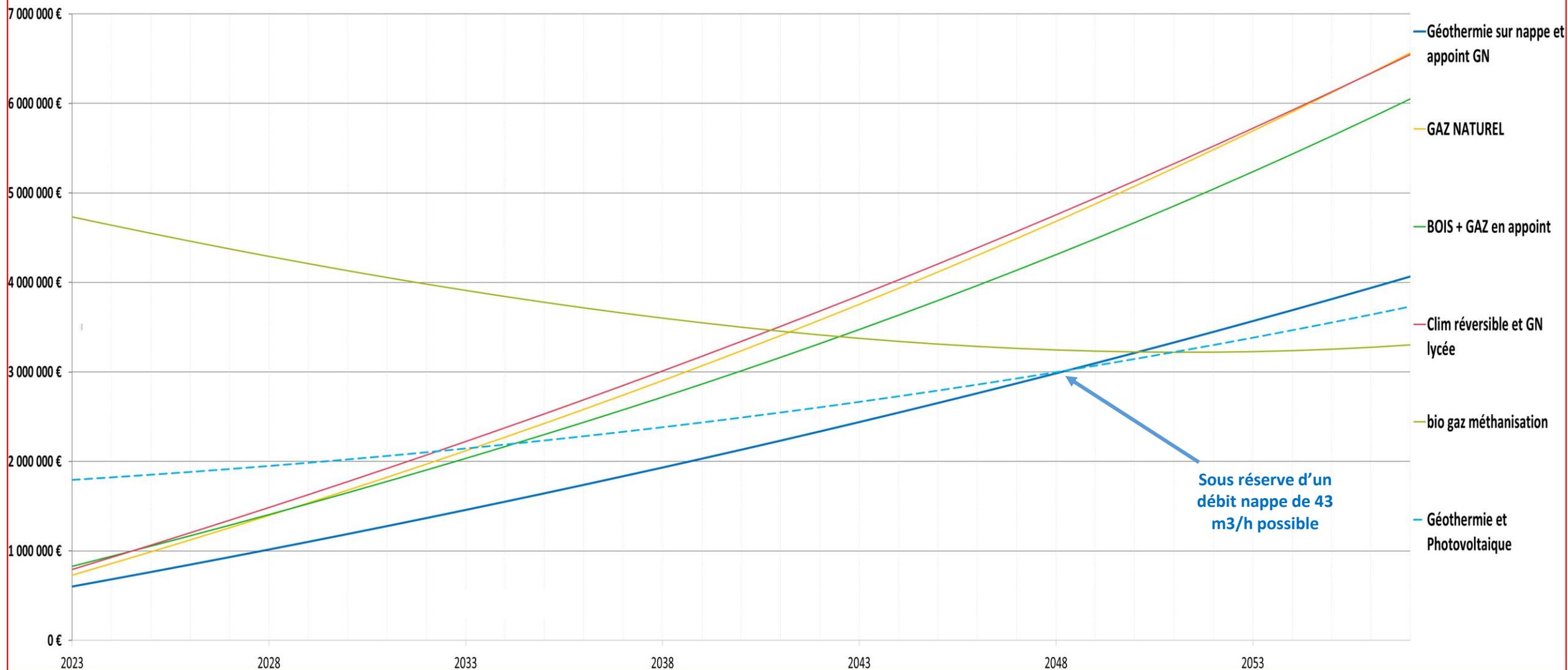
**Attention car ce bilan mélange à priori les investissements et rentabilités de la méthanisation et les ceux liés à la zone elle même.**

	Scénario S5 (Méthanisation et injection)			
	Besoins énergétiques annuels	Emissions de CO2 cumulées sur 35 ans	Pourcentage d'Enr hors électricité spécifique consommée	Pourcentage d'Enr tenant compte des Enr dans le mix électrique Français (2020)
(Millions d'€ TTC)	(MWh utiles)	(Tonnes de CO2)	(%)	(%)
<b>3,3</b>	<b>1 668</b>	<b>-28 354</b>	<b>217,8</b>	<b>183,6</b>

*Ce scénario S5 figure dans l'illustration générale des comparatifs à la fin du paragraphe 6.1*

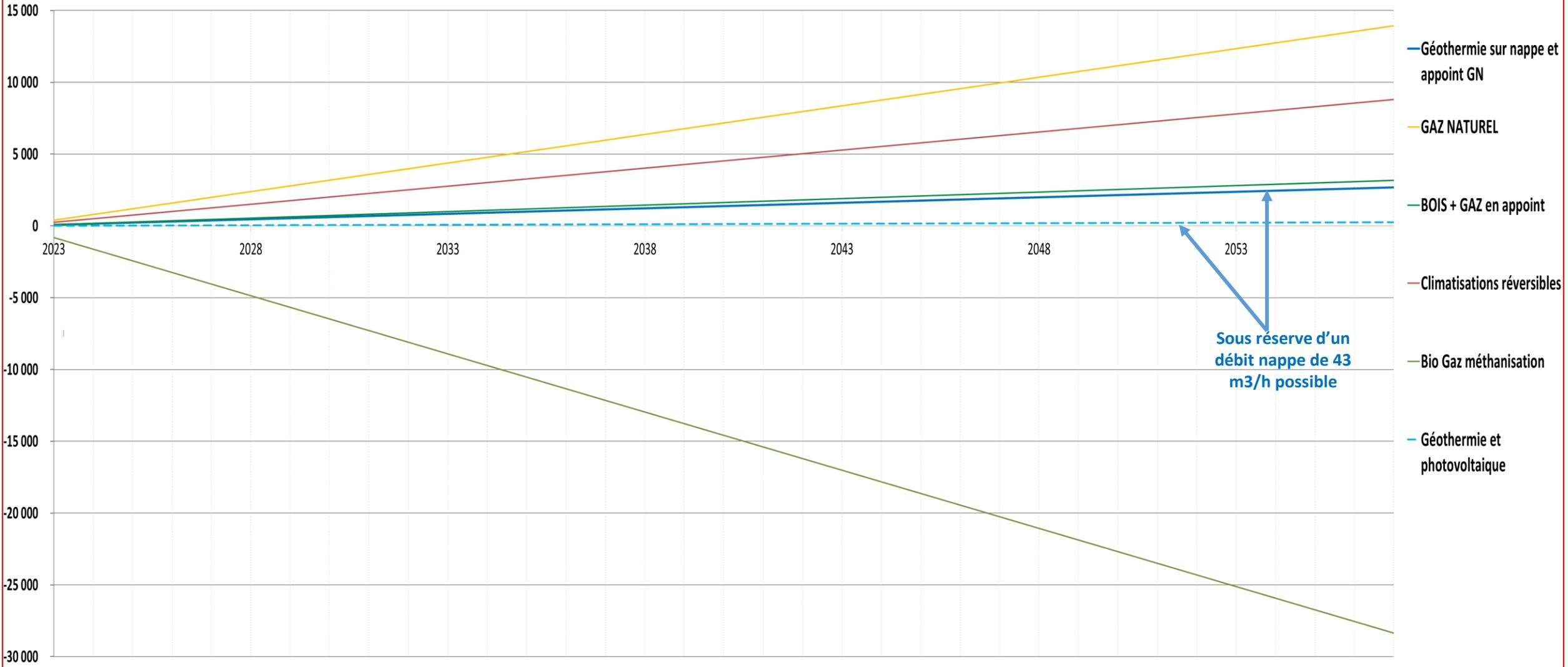


**COUT GLOBAL(€ TTC)**



Tonnes de CO2

EMISSIONS DE CO2 GLOBALES (Tonnes)

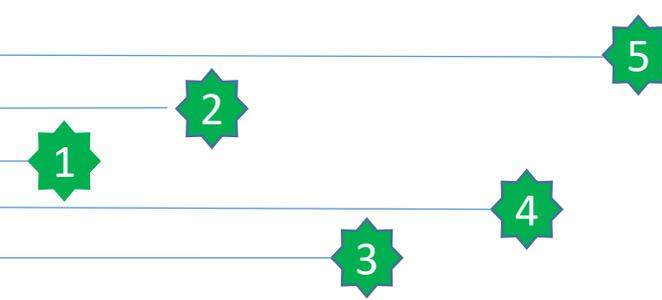


Sous réserve d'un débit nappe de 43 m3/h possible

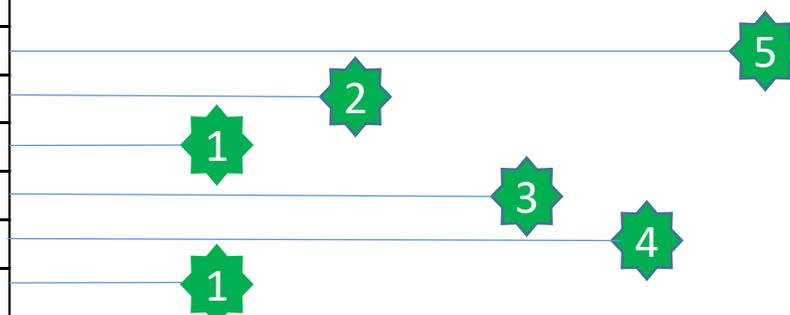


L'étude de faisabilité sur les approvisionnements énergétiques développe plusieurs opportunités locales. Le calcul montre l'intérêt de dissocier les deux secteurs distants de 1 km environ, et avec un secteur Sud plus dense de part sa proximité avec le lycée Agricole en particulier. Les résultats des simulations sont donc les suivantes:

Scénarios Secteur Nord Agrinove	Coût global sur 35 ans	Besoins énergétiques annuels	Emissions de CO2 cumulées sur 35 ans	Pourcentage d'Enr avec conso élec et selon le mix électrique
	(Millions d'€ TTC)	(MWh utiles)	(Tonnes de CO2)	(%)
N1 Gaz Naturel	3,78	855	7 145	11,1
N2 Géothermie sur nappe	2,58	837	946	51,8
N3 Géothermie et 5960 m <sup>2</sup> de PV	1,9	837	-3 084	138,1
N4 Chaufferie bois et appoint GN	4,24	927	1 536	57,7
N5 PAC aérothermiques	4	769	780	48,6



Scénarios Secteur Sud Agrinove	Coût global sur 35 ans	Besoins énergétiques annuels	Emissions de CO2 cumulées sur 35 ans	Pourcentage d'Enr avec conso élec et selon le mix électrique Français
	(Millions d'€ TTC)	(MWh utiles)	(Tonnes de CO2)	(%)
S1 Gaz Naturel	6,56	1 668	13 940	5,8
S2 Géothermie sur nappe	4,07	1 632	2 683	58,7
S3 Géothermie et 4 144 m <sup>2</sup> de PV	3,73	1632	247	96,6
S4 Chaufferie bois et appoint GN	6,05	1 728	3 172	70,0
S5 PAC aérothermiques	6,55	1 555	8 805	25,8
S6 Méthanisation	3,3	1 668	-28 354	183,6



Notons que le photovoltaïque (option complémentaire simulé sur le scénario au meilleur coût global) peut tout à fait être ajouté aux autres scénarios.

Ajoutons aussi que le scénario géothermie ne pourra être validé qu'au terme d'un forage de reconnaissance validant les débits minimum précisés dans ce rapport.

Notons aussi que, s'agissant du secteur Sud avec le scénario de la méthanisation, les impacts énergétiques et carbone sont globalisés au niveau du secteur alors que les investissements proviendront d'origines différentes. Ce point devra être précisé dans l'hypothèse du choix d'une méthanisation.

