



COMMUNAUTE D'AGGLOMERATION DU PAYS DE SAINT-OMER

Aménagement de la zone FOND SQUIN à Saint-Martin lez-Tatinghem

Etude d'opportunité de développement des énergies renouvelables



Mars 2021



Sommaire

.....	1
1. PREAMBULE	9
2. CONTEXTE ET STRATEGIE TERRITORIALE	11
2.1 Contexte de la transition énergétique	11
2.2 Plan Climat Air Energie Territorial de la CAPSO.....	12
2.3 Les principes de la stratégie énergétique de la CAPSO	13
2.3.1 La démarche COT ENR	14
2.3.2 La démarche rêv'3	14
2.3.3 Le stockage de l'énergie.....	16
3. PRESENTATION DE L'OPERATION	17
3.1 Situation Géographique.....	17
3.2 Les enjeux énergétiques	18
3.2.1 Les évolutions réglementaires relatives au Bati	18
3.2.2 L'approvisionnement d'énergie au regard de la situation des réseaux	20
3.2.3 L'évolution des couts énergétiques	22
4. ETUDES DES BESOINS ENERGETIQUES	24
4.1 Quelques définitions.....	24
4.2 Importance et répartition des besoins en Energie	26
4.2.1 Hypothèses retenues pour l'étude	26
4.2.2 Identification des besoins énergétiques de la zone	28
4.2.3 Evaluation des besoins énergétiques futurs.....	30
5. LES SOURCES D'ENERGIE MOBILISABLES.....	33
5.1 Les Energies Fossiles et Fissiles.....	33
5.1.1 L'électricité.....	33
5.1.2 Le Fioul	34
5.1.3 Le gaz naturel.....	34
5.2 Les énergies renouvelables.....	34
5.2.1 L'énergie solaire.....	34
5.2.2 Le bois-énergie.....	37
5.2.3 L'énergie géothermale.....	38
5.2.4 Les pompes à chaleur	42

5.2.5	L'aérothermie	44
5.2.6	La biomasse (hors bois-énergie)	44
5.2.7	L'énergie éolienne	46
5.2.8	L'énergie hydraulique	47
5.3	Bilan des énergies mobilisables du site	47
6.	LES RESSOURCES MUTUALISABLES.....	49
6.1	Réflexion vis-à-vis des niveaux de mutualisation	49
6.1.1	Intérêt de la mutualisation	49
6.1.2	Les différents niveaux de mutualisation.....	50
6.2	Quelles sont les possibilités de mutualisation à l'échelle de la future zone d'activité ?	51
6.2.1	Tenir compte de la diversité des activités de la ZAC du fond Squin	51
6.2.2	Possibilité de raccorder la ZAC sur un réseau de chaleur existant	51
6.2.3	Opportunité de créer un réseau de chaleur	52
6.2.4	La cogénération	53
6.2.5	La récupération d'énergie fatale.....	53
6.2.6	Opportunité réseau Smart Grid	55
6.2.7	Opportunité d'autoconsommation photovoltaïque Collective	56
6.2.8	Bilan du potentiel de mutualisation	57
6.3	Comparaison et sélection d'ENR	58
7.	ANALYSES DES POTENTIELS ENERGIES RENOUVELABLES ADAPTEES AU SITE.....	59
7.1	Génération décentralisée d'électricité par effet photovoltaïque intégré au bâtiment .	59
7.1.1	Les principes du photovoltaïque.....	59
7.1.2	Le gisement potentiel sur la future zone	60
7.1.3	Cout globale de la technologie	61
7.1.4	Les modes d'exploitation de l'électricité photovoltaïque produit	62
7.1.5	Principes retenues dans le cadre de l'étude.....	64
7.1.6	Etude Autoconsommation photovoltaïque collective à l'échelle de la future zone .	65
7.1.7	Montages opérationnels d'une centrale photovoltaïque collective	67
7.2	Génération de la chaleur à partir de la ressource solaire (Thermique)	71
7.2.1	Généralité sur le solaire thermique	71
7.2.2	Gisements :	71
7.2.3	Coût globale de la technologie	72
7.3	Génération de chaleur à partir de la ressource bois-énergie.....	73

7.3.1 Approvisionnement de la Zone :.....	74
7.4 Génération de chaleur à partir de la géothermie.....	76
7.4.1 Cout globale de la technologie	78
8. ELABORATION DE SCENARII.....	79
8.1 Elaboration de scénarii intégrant les énergies renouvelables	79
8.1.1 Définition des scenarii d’approvisionnement.....	79
8.1.2 Hypothèses générales.....	79
8.1.3 Scénario de référence : recours « aux énergies traditionnelles »	82
8.1.4 Scénario 1 : Développement des ENR décentralisé sur chacune des parcelles.....	83
8.1.5 Scénario 2 : Développement d’un réseau bois énergie couplé à l’Energie solaire...	86
9. COMPARATIF DES SCENARII ET RECOMMANDATIONS	89
9.1 Approches multicritères	89
9.2 Commentaires et recommandations.....	90



Table des illustrations

Figure 1 : Implantation de la zone du Fond Squin	17
Figure 2 : Impact de la future RE2020	19
Figure 3 : Analyse cycle de vie d'un bâtiment	19
Figure 4 : Réseau gaz	20
Figure 5 : Réseau électrique de la zone du fond Squin	21
Figure 6 : Schéma de raccordement au réseau électrique de la future zone	21
Figure 7 : Evolution des coûts de l'énergie.....	22
Figure 8 : Evolution du coût global (LCOE) des énergies renouvelables	23
Figure 9 : Détail de la projection des coûts de production des filières thermiques.....	23
Figure 10 : de l'énergie primaire à l'énergie finale.....	25
Figure 11 : Schéma de la chaîne énergétique.....	25
Figure 12 : Programmation provisoire de la future Zone	26
Figure 13 : Taux d'occupation des parcelles de la future zone	27
Figure 14 : Graphique de la répartition des besoins énergétiques sur la future zone.....	30
Figure 15 : Graphique représentant la répartition énergétique en fonction des usages	31
Figure 16 : gisement solaire en région Hauts de France	36
Figure 17 : Production solaire annuelle.....	36
Figure 18 : Schématisation des différentes pratiques de la géothermie	39
Figure 19 : Zones réglementaires GMI pour les échangeurs fermés jusqu'à 100 m	40
Figure 20 : Cartographie des caractéristiques géothermiques du meilleur aquifère	41
Figure 21 : Cartographie du potentiel géothermique régional	41
Figure 22: Proximité de la zone de protection des champs captant.....	42
Figure 23 : Schéma de principe d'une pompe à chaleur	43
Figure 24 : Différentes matières mobilisables pour la biomasse	45
Figure 25: Gisement éolien.....	46
Figure 26 : Schéma de principe de mutualisation énergétique.....	49
Figure 27 : Schéma de principe de la récupération de chaleur sur collecteur d'eaux usées	54
Figure 28: Schéma de principe Smard grid.....	55
Figure 29 : schéma de principe de l'autoconsommation photovoltaïque collective	56
Figure 30 : Schéma simplifié d'une installation photovoltaïque en vente totale.....	59
Figure 31: Type de panneau photovoltaïque	60
Figure 32: Schéma de principes photovoltaïque de l'autoconsommation avec injection du surplus dans le réseau.....	63
Figure 33 : Schéma Centrale photovoltaïque sur le fond Squin	65
Figure 34: Schéma de principe d'une chaudière bois énergie collective	73
Figure 35 : Géothermie sur sondes verticales ou horizontales	76
Figure 36 : Schéma d'utilisation de pieux géothermiques verticaux dans les fondations du bâtiments	76

Tableau 1 : Occupation des parcelles de la zone.....	27
Tableau 2 : Besoins énergétiques en fonction du secteur d'activité.....	30
Tableau 3 : Estimation des besoins énergétique de la future zone	30
Tableau 4 : Répartition des besoins énergétiques en fonction des usages	31
Tableau 5 : Bilan global des besoins énergétique de la zone	31
Tableau 6 : Production annuel solaire	37
Tableau 7 : Bilan des énergies mobilisables	48
Tableau 8 : Bilan de la mutualisation	57
Tableau 9 : Taux de couverture en photovoltaïque des besoins électriques.....	66
Tableau 10 : Emissions CO2, scénario référence.....	83





1. PREAMBULE

Dans le cadre de l'aménagement de la Zone d'activité du fond SQUIN sur la commune de Saint-Martin - lez-Tatinghem, une étude de faisabilité sur le potentiel de développement des énergies renouvelables et de récupération est menée, conformément à l'article L 128-4 du Code de l'Urbanisme.

L'article L. 128-4 du Code de l'urbanisme précise que « *Toute action ou opération d'aménagement telle que définie à l'article L. 300-1 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* ».

Les objectifs de l'étude sont multiples et celle-ci doit permettre de :

- ❖ Déterminer les potentiels en énergies renouvelables de la ZAC ;
- ❖ Proposer des scénarios de développement de ces énergies ;
- ❖ Donner au Maître d'Ouvrage et futurs acquéreurs les facteurs clés à prendre en considération avant de choisir une énergie ou une autre.

Pour cela, des études de cas ont été réalisées pour comparer la rentabilité ainsi que les apports en énergies renouvelables de chaque solution.

Les familles de technologies suivantes ont été considérées dans cette étude :

- Le solaire (thermique et photovoltaïque),
- La biomasse,
- La géothermie,
- L'éolien
- Les solutions de récupération de chaleur (eaux usées, eaux grises),
- Les solutions techniques n'utilisant pas à proprement parler d'énergies renouvelables mais présentant un rendement significativement amélioré par rapport à une solution traditionnelle : aérothermie (en comparaison avec chauffage électrique traditionnel), production d'eau chaude sanitaire thermodynamique (en comparaison avec un ballon d'eau chaude sanitaire électrique), les machines à absorption/adsorption (en comparaison avec une solution gaz traditionnelle), la cogénération.

La solution de type hydroélectricité a été écartée dès le début de l'étude car aucun cours d'eau hormis un réseau de fossés de gestion des eaux pluviales n'est présent sur site ou à proximité de celui-ci.

Cette étude intervient dans le cadre des études préalables de l'aménagement de la future zone d'activité du Fond Squin, suffisamment en amont pour permettre une optimisation du parti d'aménagement si nécessaire selon les conclusions de l'étude.

A ce stade, en l'absence d'informations précises concernant la programmation urbaine (surfaces de plancher des bâtiments par usage et typologie, niveaux de performance énergétique visés, types d'activités développés), nous ont amené à prendre des hypothèses lorsque les données disponibles ne sont pas suffisantes pour permettre une évaluation énergétique, économique et environnementale chiffrée. De plus cette étude intervient à une période où les objectifs en matière de développement des ENR évoluent notamment au niveau des bâtiments. En effet, la réglementation énergétique des bâtiments

est en cours d'écriture et devrait être applicable en Juillet 2021.

Cette nouvelle réglementation fait encore l'objet de discussions et d'amendement qui ne permettent pas d'appréhender au mieux les besoins énergétiques de la future zone d'activité.

Le présent rapport est ainsi organisé de la façon suivante :

- ❖ L'étude des besoins énergétiques et la réflexion sur les niveaux de mutualisation à envisager est d'abord menée ;
- ❖ Les potentiels en énergies renouvelables sont ensuite évalués, ainsi que les possibilités de les mobiliser aux différentes échelles de mutualisation possibles ;
- ❖ Selon les conclusions tirées des premières études, des préconisations relatives à la poursuite des études d'aménagement sont ensuite proposées pour faciliter la mobilisation des énergies pressenties.



2. CONTEXTE ET STRATEGIE TERRITORIALE

2.1 Contexte de la transition énergétique

D'un contexte national

En cohérence avec ses engagements internationaux et européens en matière d'énergie et de lutte contre le changement climatique, la France a développé des politiques dont les ambitions croissantes ont été inscrites dans les lois successives, notamment la loi POPE en 2005, les lois « Grenelle 1 et 2 » en 2009 et 2010, et dernièrement la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Pour respecter ces engagements à la suite des accords de Paris (COP21), la France a clairement affiché ses ambitions, à savoir :

- Réduire la consommation énergétique finale de 50% en 2050 par rapport à 2012 en visant un objectif intermédiaire de 20% en 2030 ;
- Réduire les émissions de Gaz à effet de Serre (GES) de 40% entre 1990 et 2030 et de diviser par quatre les émissions de GES entre 1990 et 2050 ;
- Réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30% en 2030 par rapport à l'année de référence 2012 ;
- Porter la part des énergies renouvelables de 23% de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32% de cette consommation en 2030 ;
- Contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction de la pollution atmosphérique prévus dans le plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques ;
- Disposer d'un parc immobilier dont l'ensemble des bâtiments sont rénovés en fonction des normes « bâtiment basse consommation » ou assimilés pour l'horizon 2050 ;
- Multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et froid à l'horizon 2030 ;

Afin d'atteindre ces objectifs, la loi TECV développe une stratégie reposant, d'une part, au niveau national sur la programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), la stratégie bas Carbone (SNBC) et le Plan National de Réduction des Emissions de Polluants Atmosphériques (PREPA), et d'autre part, sur les niveaux territoriaux que sont les régions, avec l'élaboration du Schéma Régional d'Aménagement de Développement Durable et d'Egalité des Territoires (SRADDET) et les Etablissements Publics de Coopération Intercommunale (EPCI) de plus de 20 000 habitants, avec l'obligation d'élaborer un Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET).

... à un contexte territorial

En adoptant la loi de transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015, le législateur a souhaité mettre les collectivités territoriales au cœur de la politique de lutte contre les changements climatiques.

Selon l'ADEME, 70% des actions de réduction des Gaz à Effets de Serre (GES) se décideront et seront réalisées au niveau local. De plus, 15% des émissions de GES sont directement issues des décisions prises par les collectivités concernant leur patrimoine dans le cadre de leurs compétences et 50% si l'on intègre

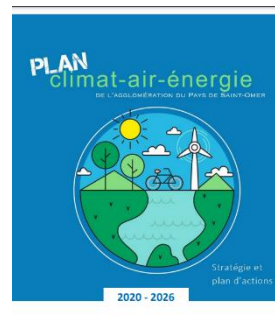
les effets indirects de leurs orientations en matière d'habitat, d'aménagement, d'urbanisme et d'organisation des transports, c'est-à-dire le rôle de planification du territoire.

2.2 Plan Climat Air Energie Territorial de la CAPSO

La Communauté d'Agglomération du Pays de Saint-Omer vient de réaliser et adopter son Plan Climat Air Energie Territorial, dans lequel elle définit les orientations stratégiques à l'horizon 2030, traduits via un plan d'actions, pour une stratégie de transition énergétique territoriale partagée, ambitieuse et réaliste.

Les objectifs stratégiques inscrits sont les suivants :

- ❖ Réduire de 25.6 % mes consommations énergétiques moyennes par habitant entre 2009 et 2030
- ❖ Porter la part des énergies renouvelables à 28.8 % dans les consommations énergétiques 2030 ;
- ❖ Réduire de 30 % les émissions de GES moyen entre 2012 et 2030 ;
- ❖ Concilier développement, efficacité énergétique et résilience au changement climatique pour réduire les risques et les impacts.



Les objectifs et le programme de ces actions sont déclinés sous 4 axes stratégiques définissant les objectifs opérationnels et traduit en 59 actions au total.

- ❖ Partageons une vision, des expériences, des savoirs, nos responsabilités pour mieux faire ensemble ;
- ❖ Réinterrogeons nos modes de vie pour rendre possible des modèles sobres et responsables
- ❖ Préservons les ressources, notre richesse
- ❖ Innovons pour une transition énergétique vectrice de développement

Parmi l'ensemble des actions, plusieurs peuvent concerner et s'appliquer à l'échelle de la future Zone d'activité du Fond Squin situé à Saint Martin-lez-Tatinghem.

Fiche 8 - Accompagner les entreprises vers un plan de mobilité durable ;

Fiche 22 - Accompagner les communes dans la rénovation de leur patrimoine et dans leur maîtrise énergétique ;

Fiche 23 - Encourager la massification de la rénovation ;

Fiche 24 - Améliorer l'accompagnement technique et financier des ménages ;

Fiche 25 - Améliorer la performance énergétique des bâtiments communautaires ;

Fiche 32 - Mobiliser les acteurs économiques autour de la transition économique, environnementale et énergétique du territoire ;

Fiche 36 - Développer les énergies renouvelables et de récupération ;

Fiche 37 - Soutenir la transition agriculture et dynamiser les filières énergétiques ;

Fiche 41 - Développer le solaire photovoltaïque sur les bâtiments communaux et intercommunaux ;

Fiche 42 - Développer la valorisation de chaleur fatale entre industriels ;

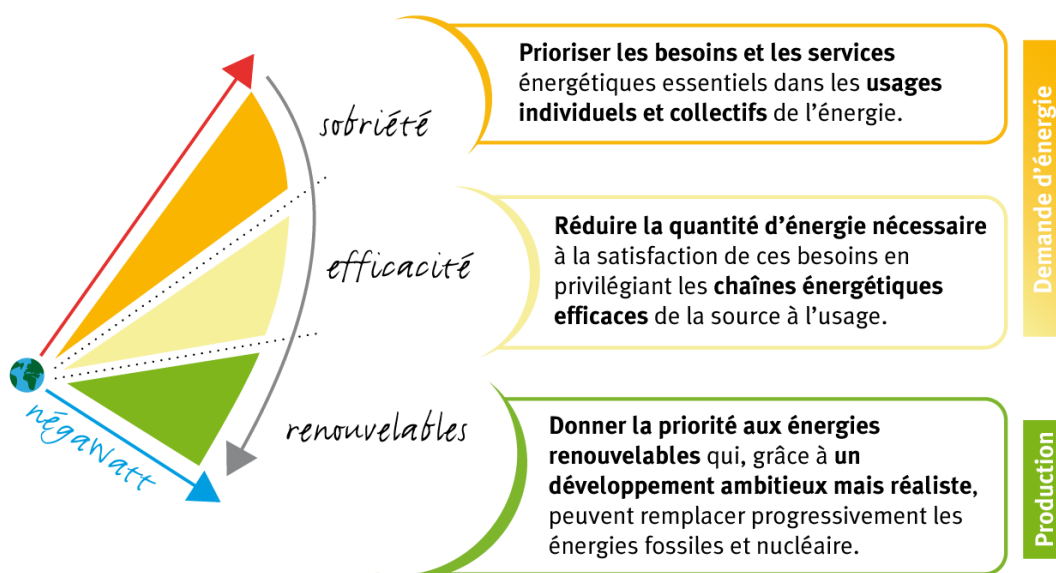
Fiche 45 - Faire connaître une énergie à fort potentiel, l'hydrogène ;

Fiche 49 - Développer les réseaux de chaleur.

2.3 Les principes de la stratégie énergétique de la CAPSO

La CAPSO a adopté sa stratégie énergétique fin 2017 : elle repose sur la maîtrise de la consommation énergétique, la production locale d'énergies renouvelables et de récupération et le développement de solutions innovantes de mix énergétiques. Cette nouvelle dynamique doit s'appuyer sur les acteurs locaux afin d'accélérer le développement des différentes filières d'ENR&R présentes sur le territoire.

La stratégie énergétique de la CAPSO repose sur les fondamentaux du scénario Négawatt concernant les potentiels de réduction de la consommation sont :



La sobriété énergétique « consiste à interroger nos besoins puis agir à travers les comportements individuels et l'organisation collective sur nos différents usages de l'énergie, pour privilégier les plus utiles, restreindre les plus extravagants et supprimer les plus nuisibles » ;

L'efficacité énergétique « consiste à agir, essentiellement par les choix techniques en remontant de l'utilisation jusqu'à la production, sur la quantité d'énergie nécessaire pour satisfaire un service énergétique donné » ;

Le recours aux énergies renouvelables « qui permet pour un besoin de production donné, d'augmenter la part de services énergétiques satisfaite par les énergies les moins polluantes et les plus soutenables ».

2.3.1 La démarche COT ENR

Dans ce sens, la collectivité est engagée au travers d'un Contrat d'Objectif Territorial de développement des ENergies Renouvelables (COT ENR) qui vise à :

- Accompagner les porteurs de projets ENR&R ;
- Accompagner et soutenir les projets de récupération de chaleur fatale ;
- Développer les dynamiques de coopération pour aller vers la transition énergétique.

2.3.2 La démarche rêv'3

La CAPSO est un territoire, en perpétuel adaptation, façonné à la fois par sa tradition industrielle mais aussi par une relation forte entre l'Homme et son milieu. Engagé dans une profonde transformation, le territoire porte une ambition nouvelle qui place la transition énergétique au cœur de l'attractivité territoriale. Fort de ses habitudes de travail en mode collaboratif, le territoire a su mettre en place une gouvernance, rassemblant tous les acteurs, créant une intelligence collective pour à nouveau porter le développement et retrouver les voies de la croissance.

C'est un territoire où le terreau existe pour partager des enjeux forts qui touchent à la fois l'économie mais aussi la société et la population.

C'est dans ce cadre-là, que le Pays de Saint-Omer a décidé de porter sa candidature à la labellisation de territoire démonstrateur REV3, obtenue en octobre 2018.

La dynamique REV3 n'est pas seulement une stratégie qui s'applique de manière descendante sur un territoire, elle est l'émanation d'une volonté collective des acteurs et surtout des habitants du territoire de s'engager dans une société post carbone.

C'est ce nouveau défi que le territoire a décidé de mener en devenant « Territoire Démonstrateur REV 3 ».

Objectif pour le territoire :

- ❖ Diversifier le secteur économique afin de répondre aux nouvelles aspirations sociétales ;
- ❖ Consolider une nouvelle gouvernance multi partenariale vecteur de croissance économique ;
- ❖ Encourager le changement de comportement ;
- ❖ Faire valoir des solutions et technologies sur le territoire du Pays de Saint -Omer ;
- ❖ Intégrer un accélérateur rev3 pour structurer les projets autour des ressources, des formations et des réseaux d'experts.

Mon histoire, je l'imagine ici
Pays de Saint-Omer

notre rev3

Le territoire

Le Pays de Saint-Omer s'est engagé vers une économie post-carbone plaçant la transition énergétique, écologique et numérique au cœur de son attractivité. La Station, nouvelle plate-forme de services (FabLab, coworking et espace de créativité), est la traduction innovante de cette ambition. Elle anime territorialement cette transformation culturelle et économique par le rassemblement des acteurs de la formation, de l'économie, des collectivités et des populations.

Les chiffres clés du territoire

5 000 entreprises
3 000 m² d'espace d'innovation
400 salariés travaillant dans les éco-entreprises

Développer les circuits courts de l'énergie

La production d'ENER&R sur le Pays de Saint-Omer repose sur des partenariats entre pouvoirs publics, acteurs du secteur privé et société civile. Ceci contribue à donner une cohérence territoriale à l'ensemble des projets autour d'une trajectoire énergétique commune.

La filière papier

La capacité des acteurs à travailler ensemble (papetiers, filière du recyclage, collectivités) a favorisé la mise en place d'un projet novateur d'économie circulaire autour du papier carton. Ce projet de filière s'inscrit dans une vision globale publique / privée, dans une démarche gagnant / gagnant, visant à conforter des partenariats et des dynamiques de coopération vers la transition énergétique.

Innover dans la mobilité

En améliorant à la fois la multimodalité pour assurer la desserte de l'ensemble du territoire avec le Pôle Gare et en développant des solutions de mobilité à énergie verte - électricité, hydrogène, bio GNV, autopartage en milieu rural - le Pays de Saint-Omer tend vers une mobilité « bas carbone ».

rev3 LA 3^{ème} RÉVOLUTION INDUSTRIELLE EN HAUTS-DE-FRANCE

Mon histoire, je l'imagine ici
Pays de Saint-Omer

notre rev3

Le Pays de Saint-Omer où 30 % de l'emploi privé est industriel, l'innovation rev3 représente un vecteur de développement de l'économie locale. La gouvernance territoriale fait le choix d'ancrer le développement économique dans la durabilité en alliant compétitivité des entreprises et respect de l'environnement. Le marais de Saint-Omer a reçu récemment le label international Man&Biosphere. Par filières, quelques projets emblématiques...

Energies renouvelables distribuées

Structuration d'une filière bois-énergie locale, projet de centrale solaire citoyenne, mise en place d'unités de méthanisation, accompagner les porteurs de projets ENR&R et de récupération de chaleur fatale.

Bâtiments producteurs d'énergie

A 5 ans, création d'un cluster sur le territoire du Pays de Saint-Omer » en relais des actions du cluster régional EKWATION : espace de présentation des éco-matériaux et de mise en relation des acteurs du Pays de Saint-Omer. Le but est de créer un réseau local ouvert aux acteurs de la filière rénovation. La reconversion de la scierie de Renty en plateforme de stockage bois et la faisabilité photovoltaïque en autoconsommation sur patrimoine public sont aussi à l'étude.

Hydrogène et stockage de l'énergie

Dans la continuité des réflexions engagées via la route de l'hydrogène, la CAPSO est partie prenante des travaux réalisés par la Région sur le potentiel d'usage de l'hydrogène, dans les applications de mobilité en priorité.

Réseaux intelligents

La Station doit permettre la structuration d'un écosystème territorial d'innovation et d'entrepreneuriat, avec des espaces de co-working, co-design et fablab ainsi que des sites déportés sur les centre-bourgs (Ex : La Boutique à Lumbres). L'objectif à terme est la création d'un réseau de tiers-lieux d'innovation. Le déploiement d'une stratégie smartCity, d'administration augmentée et de bâtiments intelligents est à l'étude.

rev3 LA 3^{ème} RÉVOLUTION INDUSTRIELLE EN HAUTS-DE-FRANCE

Figure 1 : Thématiques rev3 de la CAPSO

Source rev3

❖ Intégration de la démarche rev3 au projet de la future zone d'activité



LA 3^{ème} RÉVOLUTION INDUSTRIELLE
EN HAUTS-DE-FRANCE

Accompagnement de la Région

Mise à disposition d'une Assistance à Maîtrise d'Ouvrage par la Région

Bénéficiaire : la CAPSO avec 8 autres collectivités

En pratique :

- Les 17 items du référentiel REV3 traités via cette AMO – les territoires retenus, bénéficient d'un accompagnement spécifique sur une des thématiques.
- Favoriser les échanges d'expériences entre les collectivités et mutualiser les bonnes pratiques
- Un bureau d'études Cohérence Energies mis à disposition de la CAPSO
↳ Mis en relation avec V2R

Aménagement du Parc d'Activités du Fond Squin

Etude du potentiel énergétique renouvelable



LA 3^{ème} RÉVOLUTION INDUSTRIELLE
EN HAUTS-DE-FRANCE

Accompagnement de la Région

La CAPSO est positionné sur l'item : **Efficacité énergétique et production d'énergie** autour d'une question:

« Comment renforcer le lien avec les entreprises sur la question énergétique et avancer sur l'autoconsommation collective ? »

Objectifs :

- Faire de la zone d'activité du Fond Squin un « démonstrateur » REV 3 intégrant les principes de REV3
- Faciliter la recherche de financements
- Accompagner les projets complexes de la collectivité et des entreprises
 - ✱ Identification des leviers mobilisables (financiers, réglementaires,...)
 - ✱ Montage juridiques, création de société
 - ✱ Consolidation des partenariats publics/privés
 - ✱ Etc...

2.3.3 Le stockage de l'énergie

Afin de consolider ces filières énergétiques en émergence sur le territoire, la collectivité a intégré les projets hydrogène (vert) à la panoplie des solutions alternatives aux énergies carbonées. Elle travaille avec la région labellisée « Territoires Hydrogène » et trois autres territoires (CUD, MEL, CAD) sur l'hydrogène.

La CAPSO a dans ce cadre bénéficié d'une étude de faisabilité technique et économique conduite par Engie Cofely liée à la mise en place d'infrastructures de distribution d'hydrogène et de développement de véhicules hydrogène.

Projet H²DF : ENGIE / STORENGY / CDC / Région HDF/ MEL / CAPSO / CUD

Ce projet fait suite à la labellisation « Territoires Hydrogène » obtenue en 2016 par la Région en partenariat avec ENGIE COFELY et le Pôle Energie 2020 principalement sur deux axes :

-La mobilité terrestre et les activités stationnaires sur les territoires de la Métropole Européenne de Lille, la Communauté Urbaine de Dunkerque, Douaisis Agglo et la Communauté d'Agglomération du Pays de Saint Omer.

Une étude technico-économique portée par ENGIE avec le soutien financier de la Caisse de Dépôts et de la Région démontre la possibilité de déployer rapidement des infrastructures hydrogène à partir d'un scénario de production d'hydrogène renouvelable semi-centralisée de 1400 kg/jour par électrolyse de l'eau et distribution de l'hydrogène aux différents clients pour des bus full H₂, des bus à 5% d'H₂ injectés dans le GNV, des véhicules utilitaires légers, des véhicules sanitaires (berlines), des chariots élévateurs, et de l'approvisionnement d'hydrogène en secours.

3. PRESENTATION DE L'OPERATION

3.1 Situation Géographique

L'aménagement des 20 ha de terrains du Fond Squin à Saint-Martin-lez-Tatinghem présente un intérêt stratégique pour le développement économique de la partie nord de l'audomarois, permettant de compléter l'offre foncière pour des entreprises déjà implantées sur le territoire communal et soucieuses de s'étendre ou en accueillir de nouvelles.

Ce Parc d'Activité, situé dans une position stratégique au nord de l'agglomération avec une desserte routière de grande capacité (trois grands axes départementaux de circulation et proximité de l'A16 à l'ouest) viendrait en extension de celles déjà existantes (notamment le Fond Squin).

Le site de la future zone d'activités du Fond Squin se situe sur le territoire de la commune de Saint-Martin-lez-Tatinghem, à proximité des routes département 928, 943 et 942.

La zone actuelle du fond Squin est principalement constituée d'industries et de commerces.

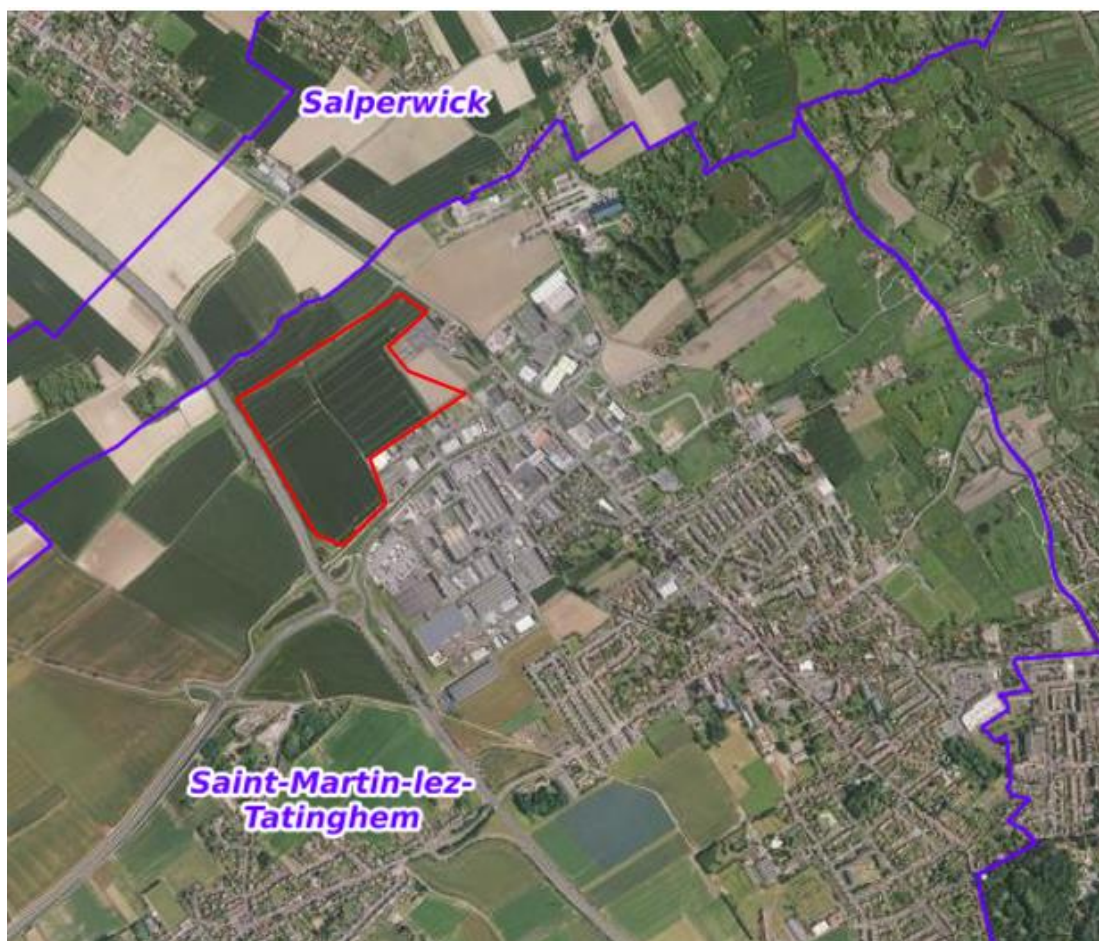


Figure 1 : Implantation de la zone du Fond Squin

Source : Géoportail

3.2 Les enjeux énergétiques

Pour le projet de la future zone d'activité, les enjeux énergétiques doivent tenir compte des ambitions du territoire en matière énergétique au travers notamment de leur démarche Territoire rev'3.

Au-delà des aspects « volontaristes » du territoire, le projet devra intégrer les évolutions réglementaires sur le bâti d'une part et d'autre part de prendre en considération dans un premier temps, les enjeux d'approvisionnement énergétiques au travers du dimensionnement des réseaux existants et enfin de prendre en compte également des enjeux économiques avec les évolutions des coûts énergétiques fossiles et de l'électricité.

- La réglementation thermique en vigueur lors du dépôt du permis de construire, qui garantit un niveau de performance intrinsèque minimum des bâtiments. Cette réglementation n'intègre pas les usages spécifiques de l'électricité (postes bureautiques notamment), ni les processus industriels, qui représentent pourtant la majeure partie des consommations des bâtiments prochainement implantés sur la zone ;

- Les directives européennes d'écoconception (directives ErP) qui définissent des niveaux de performance intrinsèque minimum pour certains produits consommant de l'électricité : pompes, moteurs ou climatiseurs notamment

3.2.1 Les évolutions réglementaires relatives au Bati

❖ Obligation de développement des ENR sur les Bâtiments

L'Article L. 111-118-1 du code de l'urbanisme qui instaure de nouvelles dispositions pour les constructions à usage industriel, entrepôts...dont l'emprise au sol est supérieure à 1000 m2.

https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do;jsessionid=91C6F78B42747D7FD7DEBA58F248D1AB.tplgfr30s_1?cidTexte=JORFTEXT000038812251&dateTexte=29990101

Cet article précise notamment de mettre en place :

- Soit un procédé de production d'énergie renouvelable
- Soit un système de végétalisation basé sur un mode cultural garantissant un haut degré d'efficacité thermique et d'isolation et favorisant la préservation et la reconquête de la biodiversité sur une surface au moins égale à 30% de la toiture du bâtiment ou sur les ombrières surplombant les aires de stationnement.
- Soit tout autre dispositif aboutissant au même résultat.

Sur les aires de stationnement associées lorsqu'elles sont prévues par le projet :

- Des revêtements de surface
- Des aménagements hydrauliques
- Des dispositifs végétalisés favorisant la perméabilité et l'infiltration des eaux pluviales ou leur évaporation et préservant les fonctions écologiques des sols.

❖ La prise en compte de la Réglementation Environnementale 2020

La future Réglementation Environnementale 2020 (RE2020) sera d'application pour les permis de

construire déposés après le 1er Juillet 2021. La principale évolution est le passage d'une réglementation thermique (RT2012) à une réglementation environnementale (RE2020). Ce qui se traduit en plus de l'objectif de performance énergétique par un objectif de performance carbone. La RE2020 comprendra 4 niveaux de performance énergétique et 2 niveaux carbone.



Figure 2 : Impact de la future RE2020

L'objectif énergétique est évalué par l'indicateur Bilan BEPOS. Il se calcule en retranchant à l'énergie non renouvelable consommée, la production d'énergie du bâtiment. Son unité est le kWh_{ep}/m²SRT.an.

Un bilan BEPOS nul correspond au niveau Energie 4 (E4). Le niveau E3 impose la production d'énergie renouvelable.

L'objectif carbone est évalué par l'indicateur EGES, Emissions de Gaz à Effet de Serre. Son unité est le kgCO₂eq/m²SDP sur 50 ans. 4 contributeurs carbone sont pris en compte : matériaux, énergie, eau et chantier.

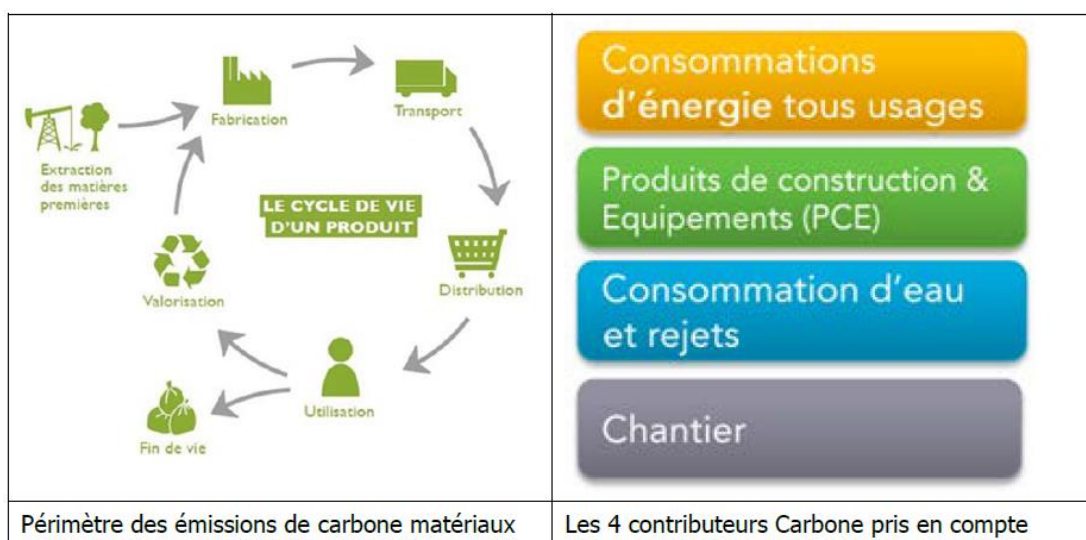


Figure 3 : Analyse cycle de vie d'un bâtiment

3.2.2 L'approvisionnement d'énergie au regard de la situation des réseaux

L'approvisionnement en matière énergétique de la future zone dépendra de la capacité des réseaux existants de l'alimenter. Les réseaux électrique et gaz alimentent en partie les secteurs limitrophes de la zone.

❖ Réseau gaz

Pour le réseau gaz, il est bien présent à proximité et alimente une grande partie de la zone du Fond Squin actuelle. Ce réseau est un atout s'il a la capacité d'alimenter l'extension de la zone et surtout s'il y a des possibilités d'injection de méthane dans le réseau.

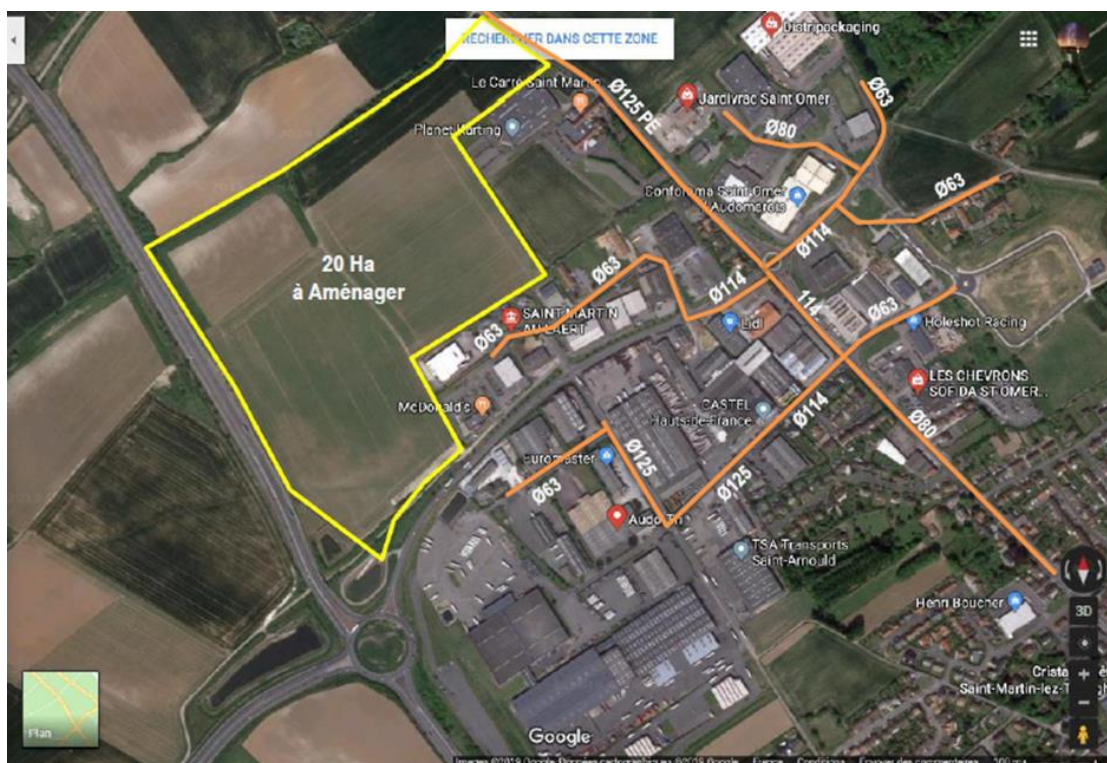


Figure 4 : Réseau gaz

❖ Réseau électrique

Concernant le réseau électrique, il est indispensable pour l'approvisionnement des bâtiments de la future zone. Néanmoins le réseau existant à proximité n'a pas la capacité d'assurer l'approvisionnement en électricité en raison de la saturation des postes de distribution existants limitrophe. De ce fait, il est envisagé de reprendre une ligne à partir du poste source situé à Longuenesse (Cf. Carte ci-dessous) pour assurer l'alimentation de la future zone.

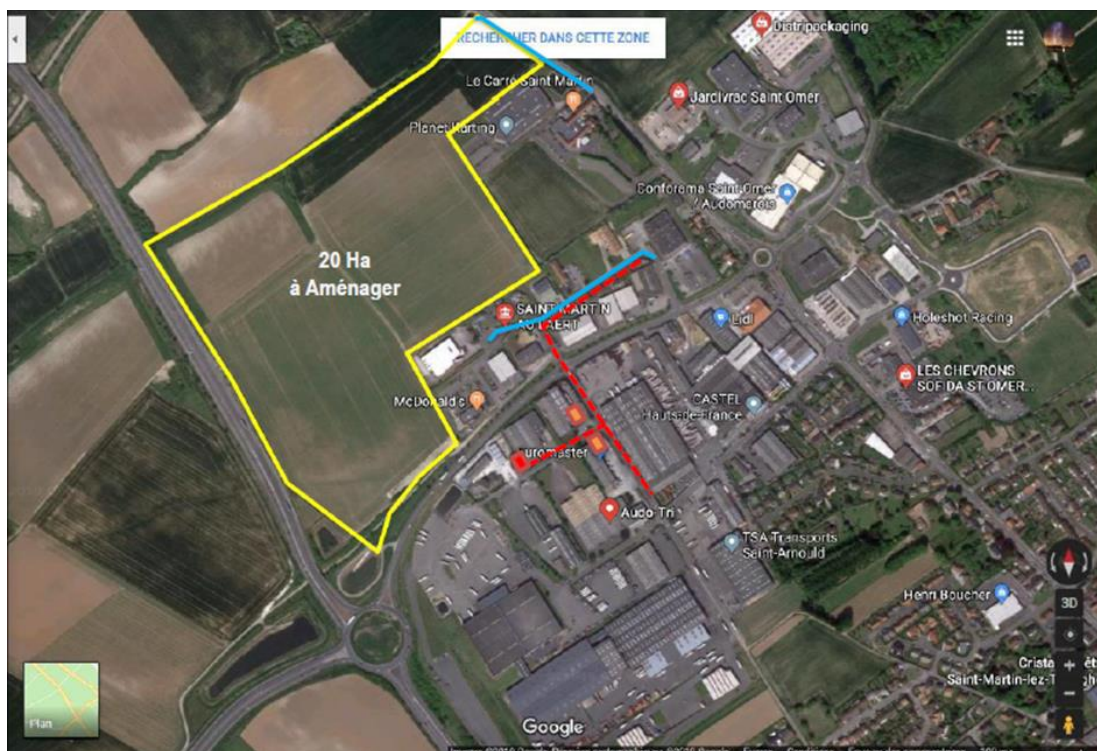


Figure 5 : Réseau électrique de la zone du fond Squin

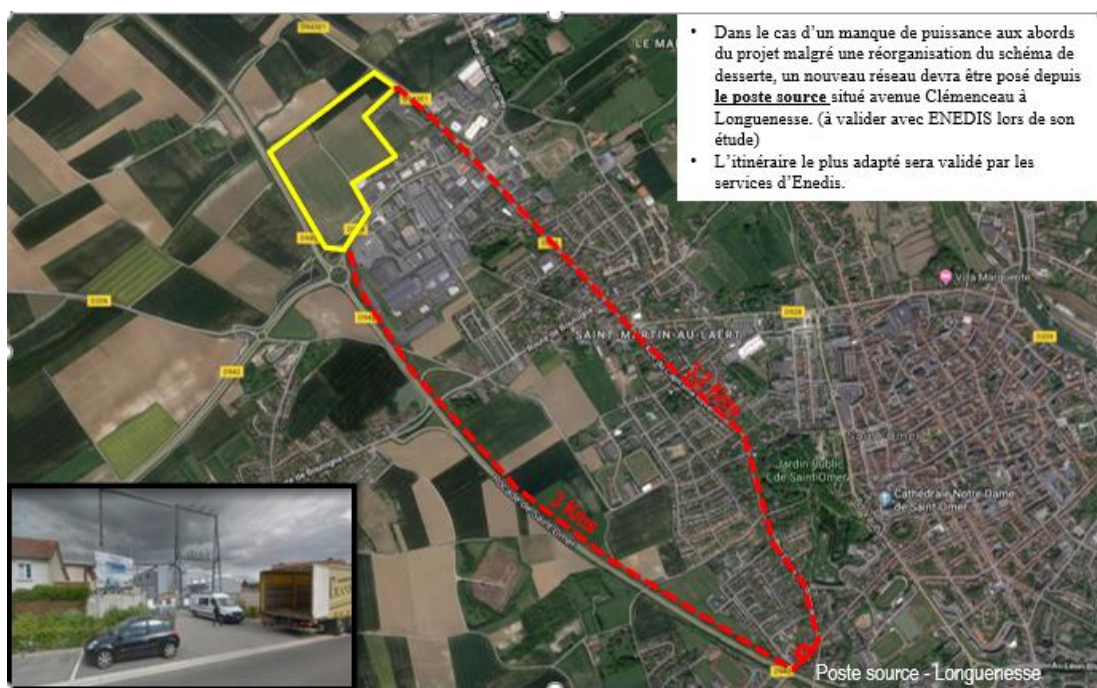


Figure 6 : Schéma de raccordement au réseau électrique de la future zone

3.2.3 L'évolution des coûts énergétiques

Le coût énergétique prend une part de plus en plus importante sur le bilan économique de l'activité d'une entreprise ou sur les coûts de fonctionnement des bâtiments. Ces coûts d'approvisionnement sont appelés à subir de forte augmentation dans les années à venir. C'est pourquoi il est essentiel d'y intégrer dès l'amont les moyens de réduire la facture énergétique soit par la construction de bâtiment intégrant le concept de sobriété énergétique soit en développant une énergie alternative aux énergies traditionnelles.

Le graphique ci-dessous indique l'évolution du prix de l'électricité d'ici 2030 selon les prévisions de différents acteurs du secteur : la Commission de régulation de l'énergie (CRE), la Cour des Comptes, et l'Union Française de l'Électricité (UFE).



Figure 7 : Evolution des coûts de l'énergie

Le tableau ci-dessous reprend les projections de l'évolution du cours du pétrole dont les énergies fossiles sont directement indexées et notamment le gaz naturel.

	2015	2030	2040	2050
Prix du baril de pétrole, en €	58.51	136.34	157.12	234.16

Evolution du prix du baril de pétrole
Source : ADEME

Une étude de l'ADEME sur l'évolution de la trajectoire du mix énergétique a montré que les coûts globaux de productions des ENR pour les filières matures diminueront considérablement à l'horizon 2030 et à contrario les filières thermiques fossiles vont être de plus en plus pénalisantes dans les années à venir au regard de l'évolution du coût du carbone.

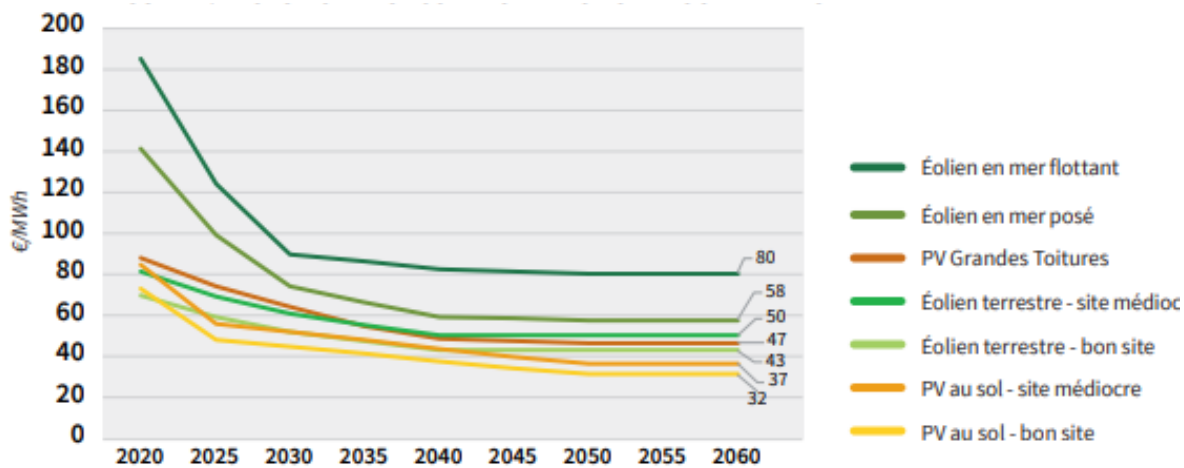


Figure 8 : Evolution du coût global (LCOE) des énergies renouvelables

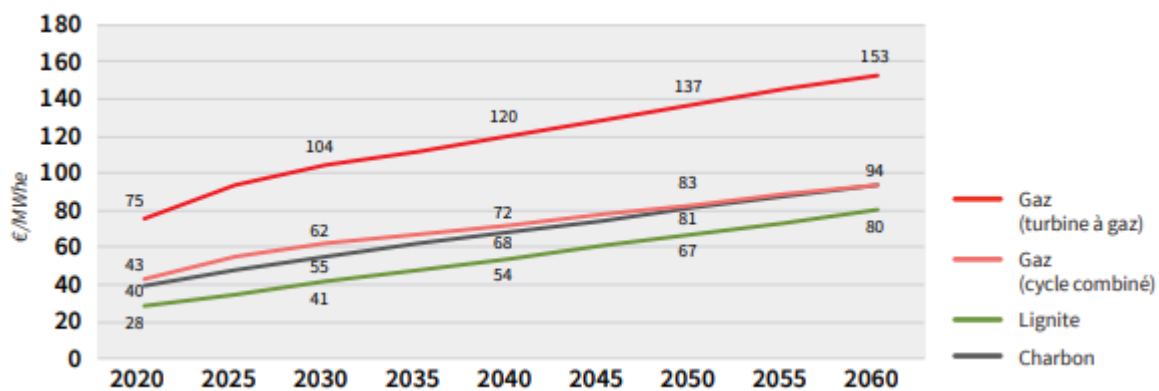


Figure 9 : Détail de la projection des coûts de production des filières thermiques

4. ETUDES DES BESOINS ENERGETIQUES

4.1 Quelques définitions

❖ Réseau de chaleur :

Définition technique : le réseau de chaleur est constitué d'une chaufferie centrale et d'un réseau de canalisations enterrées et isolées desservant plusieurs sous-stations généralement équipées d'un échangeur.

Définition juridique : le producteur de chaleur exploitant la chaufferie est juridiquement distinct des usagers consommateurs de l'énergie thermique au moins au nombre de deux (distinct des chaufferies dédiées).

❖ Chaufferie mutualisée :

Par opposition, chaufferie alimentant au moins deux bâtiments et dont l'exploitant est consommateur de l'énergie produite. Le transfert de chaleur s'opère via un moyen autre que par échangeur à plaque.

❖ Energie utile : notée E_u

C'est l'énergie réellement consommée par l'utilisateur final : la chaleur émise par un radiateur, l'électricité alimentant un téléviseur...

❖ Energie primaire : notée E_p

L'énergie primaire correspond à des produits énergétiques « bruts » dans l'état (ou proches de l'état) dans lequel ils sont fournis par la nature : charbon, pétrole, gaz naturel, solaire, bois (également déchets combustibles qui sont fournis par les activités humaines).

❖ Energie finale : notée E_f

L'énergie finale ou disponible est l'énergie vendue et livrée au consommateur pour sa consommation finale (électricité au foyer, essence à la pompe...).

❖ Transformation d'énergie primaire en énergie finale :

Coefficients utilisés pour la transformation des différentes énergies primaires en énergies finales dans le cadre des labels Effinergie :

- Électricité : 2,58
- Bois énergie : 0,6
- Énergies fossiles : 1
- Solaire thermique : 0

La notion d'énergie primaire permet d'intégrer la somme des énergies consommées pour la production, le transport et la transformation des énergies secondaires : l'électricité et les combustibles fossiles transformés notamment (gaz naturel purifié, pétrole raffiné...).

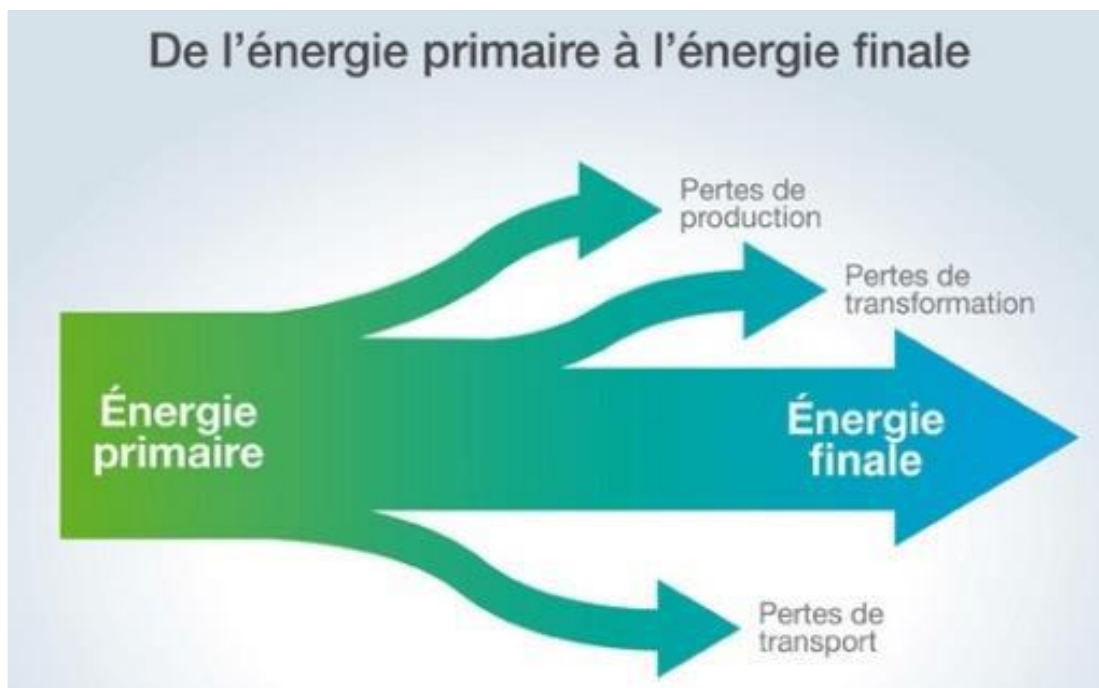


Figure 10 : de l'énergie primaire à l'énergie finale

Source : www.developpement-durable.gouv.fr

❖ Transformation d'énergie primaire en électricité :

La transformation d'énergie primaire (nucléaire, chimique, mécanique ou thermique) en électricité s'accompagne de pertes. Ainsi, pour produire une quantité donnée d'énergie électrique au moyen d'une centrale nucléaire ou d'une centrale thermique, il faut consommer environ 3 fois plus d'énergie primaire. En moyenne, sur l'ensemble des installations de production française, la production d'une unité d'énergie électrique nécessite 2,58 unités d'énergie primaire, soit un rendement d'environ 39%.

❖ $E_{\text{primaire}} = (1 / 38,75\%) \times E_{\text{finale}} = 2,58 \times E_{\text{finale}}$

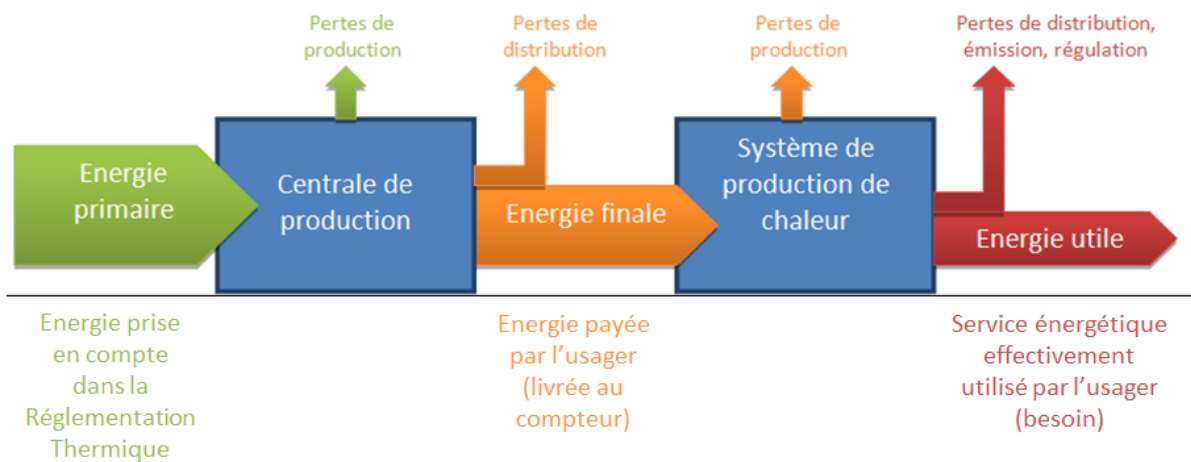


Figure 11 : Schéma de la chaîne énergétique

4.2 Importance et répartition des besoins en Energie

4.2.1 Hypothèses retenues pour l'étude

❖ Les activités pressenties

En phase de création du dossier de la Zone d'activité du Fond Squin, le programme de l'opération ainsi que son phasage dans le temps sont souvent incertains. L'évaluation des besoins énergétiques du projet d'aménagement présentée par la suite de ce rapport est basée sur un programme prévisionnel non-figé et amené à évoluer dans le temps compte tenu de l'avancement du projet au moment de la présente étude. Cependant ce programme constitue une première base de travail en vue d'établir les premiers ordres de grandeurs et les premières orientations d'une stratégie d'approvisionnement énergétique de la zone d'aménagement.

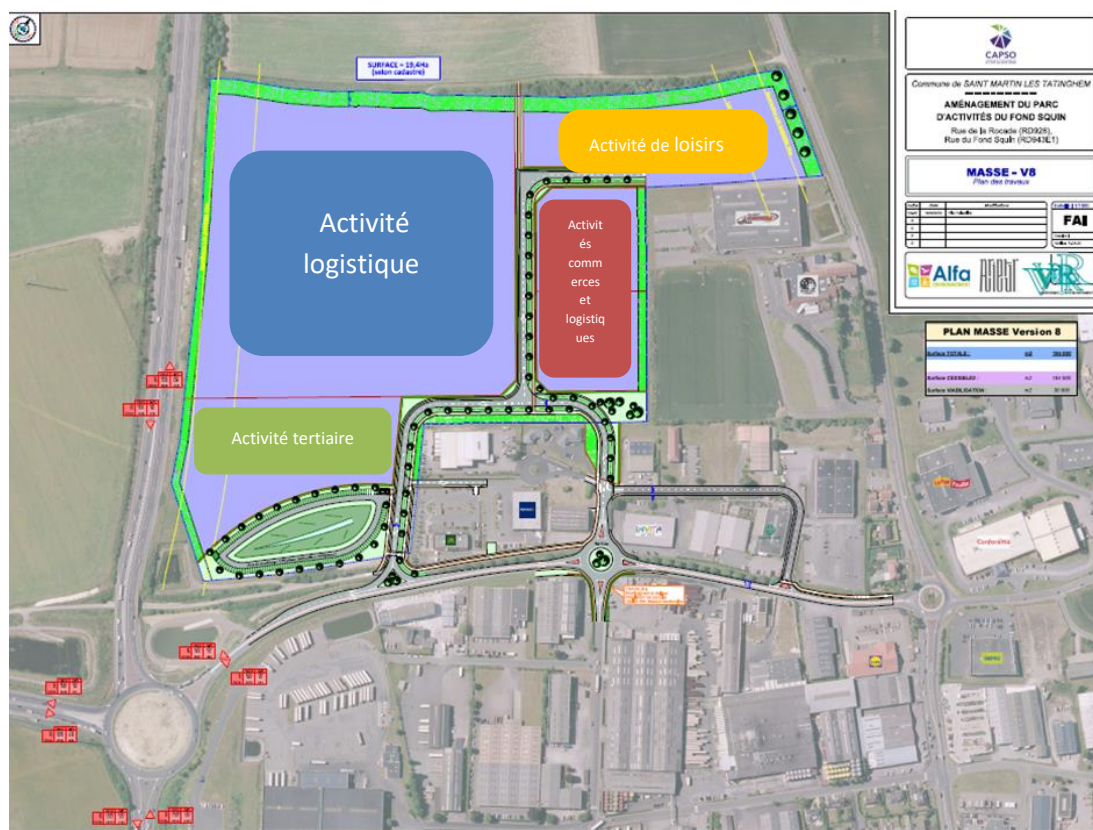


Figure 12 : Programmation provisoire de la future Zone

Pour la suite de l'étude, nous sommes donc partis de l'hypothèse que la zone d'activité se décompose de cinq parcelles distinctes à savoir :

- ❖ Zone 1 : Activité tertiaire d'une surface de **20 390 m²**
- ❖ Zone 2 : Activité logistique d'une surface **90 470 m²**
- ❖ Zone 3 : Activité commerce et logistique d'une surface de **10 625 m²**
- ❖ Zone 4 : Activité commerce et logistique d'une surface de **11 000 m²**
- ❖ Zone 5 : Activité de loisirs d'une surface de **20 411 m²**

A noter qu'en limitrophe de la zone, il existe une parcelle libre dont la finalité est l'implantation à terme d'un hôtel.

❖ Hypothèse de calcul des surfaces de bâties

Pour déterminer la surface d'occupation des bâtiments, nous nous sommes appuyés sur les taux de surface des bâtiments existants sur les deux zones d'activités limitrophes à la future zone d'activité.

Pour la suite de l'étude, la surface d'occupation des parcelles par des bâtiments sera de l'ordre de 30%.



Figure 13 : Taux d'occupation des parcelles de la future zone

❖ Récapitulatif des activités et des surfaces bâtiments

PARCELLE	Parcelle 1	Parcelle 2	Parcelle 3	Parcelle 4	Parcelle 5	TOTAL
Activité Pressentie	Tertiaire Bureau	Logistique	Logistique Commerce	Logistique Commerce	Loisirs	
Surface des parcelles en m²	20390	90 470	10 625	11 000	20 411	152 896
Surface Bâtiment en m²	6 117	27 141	3 187	3 300	6 123	45 867
SHON en m²	6 729	29 855	3 505	3 630	6 735	50 458

Tableau 1 : Hypothèse d'occupation des parcelles de la ZAC

Pour pouvoir calculer les ratios de consommation avec la réglementation thermique en vigueur, les surfaces de plancher (SP ou SDP) données dans les tableaux de programmation ont été converties en SRT selon les hypothèses suivantes : SRT = 1,1 SP.

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

❖ Niveaux de performance énergétique retenus

Le niveau de performance retenu pour l'ensemble des bâtiments neufs sera défini sur le niveau Réglementation Thermique (RT) 2012-20% qui correspond au niveau du label Effinergie +, qui prépare la RE 2020.

Selon le niveau du label Effinergie +, le coefficient de **consommation en énergie primaire** (Cep max) est déterminé suivant les caractéristiques climatiques de la zone, soit :

- **Cep max = 60 kWh/m²/an** en fonction de la SHONRT du bâtiment de logement collectif (CE2) ;
- **Cep max = 66 kWh/m²/an** en fonction de la SRT du bâtiment de bureau (CE2) ;
- **Cep max = 84 kWh/m²/an** en fonction de la SRT du bâtiment d'équipement public ;
- **Cep max = 102 kWh/m²/an** en fonction de la SRT du bâtiment d'activité industrielle/artisanat (CE2) ;
- **Cep max = 150 kWh/m²/an** en fonction de la SRT du bâtiment d'hôtellerie (CE2) ;
- **Cep max = 200 kWh/m²/an** en fonction de la SRT du bâtiment d'équipements sportifs (CE2) ;
- **Cep max = 312 kWh/m²/an** en fonction de la SRT du bâtiment de commerce (CE2).

4.2.2 Identification des besoins énergétiques de la zone

Les besoins qui sont estimés dans la présente étude sont séparés en 4 catégories :

- Besoins de chauffage : les besoins énergétiques de chauffage sont calculés sur la période d'hiver pour une température intérieure de référence Tch= 19°C ;
- Besoins en Eau Chaude sanitaire (ECS) : le besoin d'ECS ne dépend que très peu de l'enveloppe du bâtiment. Le facteur le plus influent est en effet l'occupation et la typologie de ce bâtiment.
- Besoins de climatisation : tout comme pour le chauffage, l'évaluation des besoins s'appuie sur les exigences de la RTCM. Ils sont calculés sur la période d'été pour une température intérieure de référence Tref= 26°C.
- Besoins d'électricité : ensemble des postes consommant de l'électricité. L'estimation de ce besoin se limite aux postes conventionnels (éclairage, ventilation et auxiliaires).

❖ Activités de logistique

Un pôle logistique est un entrepôt où convergent des colis provenant de divers fournisseurs avant d'être envoyés vers des clients finaux. Le temps de stockage est généralement très court (moins de 24h) et les missions effectuées sont principalement la réception des marchandises, leur traitement, préparation et finalisation puis le chargement des commandes.

Sur la ou les zones d'activité logistique prévues au sein de la ZAC du Fond SQUIN, les besoins énergétiques seront donc assez limités :

- Pas ou très peu besoin d'ECS ;
- Potentiellement des besoins de chaud si les marchandises le nécessitent, mais pas forcément besoin de chauffer à 20°C ;
- Pas ou peu de besoins de froid, sauf si un pôle logistique frigorifique s'installe. Dans ce cas, des besoins de froid positif ou négatif seront à prévoir ;
- Si des activités industrielles sont également prévues, des appels de puissance et des consommations en énergie électrique et thermique très supérieures aux activités tertiaires seront fortement probables (facteur 2 à 10).

❖ Activités type PME

Elles peuvent accueillir beaucoup d'entreprises différentes : des artisans, des commerces, de la restauration, des services ... Il est donc difficile d'établir un programme des besoins énergétiques précis à ce stade du projet. Cependant, certaines hypothèses peuvent être prises :

- Les besoins en Eau Chaude Sanitaire (ECS) seront très limités, sauf si des services de restauration ou des salles de sport s'installent par exemple ;
- Les besoins en chaud seront présents pour une grande majorité de bâtiments, et dépendront de la performance énergétique des bâtiments ;

Des besoins en froid seront à prévoir, mais pas forcément sur tous les bâtiments d'activité.

❖ Les zones de bureaux auront des besoins similaires à des bâtiments tertiaires, à savoir :

- Très peu voire pas de besoins en ECS ;
- Des besoins en chaud qui dépendront de la performance énergétique des bâtiments ;
- Sûrement des besoins de climatisation ;
- Des besoins d'électricité à usage spécifique type bureautique relativement importants.

❖ A prévoir au niveau de la ZAC des besoins communs en électricité.

L'éclairage de la chaussée, par exemple, est généralement réalisé à partir de candélabre ou de luminaires.

Les consommations liées à l'éclairage public dépendront de la stratégie d'éclairage adoptée. Ces consommations d'électricité sont donc également à prendre en compte dans l'évaluation des besoins énergétique de la ZAC

Synthèse sur les besoins en énergie :

- ❖ Très peu de besoins en Eau Chaude Sanitaire (ECS) sur l'ensemble de la ZAC sauf pour le secteur loisir ou les besoins en ECS seront plus importants.
- ❖ Des besoins en chaud pour l'ensemble des bâtiments, mis à part éventuellement pour le pôle logistique ;
- ❖ Des besoins en froid sur certains bâtiments, notamment pour les bureaux, pour certaines activités et sur le pôle logistique si des entrepôts frigorifiques sont prévus ;
- ❖ Des besoins en électricité qui peuvent fortement varier suivant les activités installées : usage bureautique pour le tertiaire, appels de puissance et consommations élevés si des activités industrielles sont mises en place, éclairage public à prévoir...

4.2.3 Evaluation des besoins énergétiques futurs

Les besoins en énergies ont été estimés à partir des données de programmation transmises et sur la base de ratios applicables pour chaque catégorie d'usage. Le bilan est présenté dans les tableaux ci-dessous

	Eclairage	Auxiliaires	ECS	Chauffages	Climatisation	Total
	KWhep/m2/an					
Logement	6	6	27	21	0	60
Bureau	20	17	3	13	13	66
Activité artisanale/Industrielle	31	26	5	20	20	102
Petite enfance	8	8	25	42	0	84
Commerce	62	62	31	62	94	312
Hôtellerie	15	15	45	30	45	150
Equipement sportif	26	14	70	60	30	200

Tableau 2 : Besoins énergétiques en fonction du secteur d'activité

PARCELLE	Surface Bâtiment En m2	Besoin Énergétique En KWhep/m2/an	Besoin totale Énergétique En MWhep/an
Parcelle 1	6 729	66	444
Parcelle 2	29 855	102	3 045
Parcelle 3	3 505	102	357
Parcelle 4	3 630	102	370
Parcelle 5	6 735	200	1 347
TOTAL	50 458		5 563

Tableau 3 : Estimation des besoins énergétiques de la future zone

Répartition des besoins énergétiques par parcelle
en MWhep/an

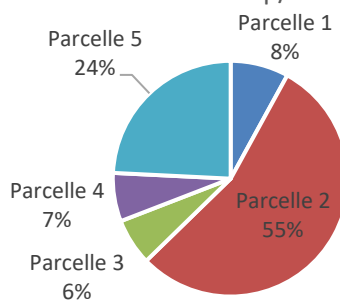


Figure 14 : Graphique de la répartition des besoins énergétiques sur la future zone

	Besoins électriques	ECS	Chauffages	Climatisation	Total
	En KWh/an				
Bâtiment 1	248	20	87	87	444
Bâtiment 2	1701	149	149	597	3 045
Bâtiment 3	200	17	70	70	357
Bâtiment 4	206	18	73	73	370
Bâtiment 5	269	404	404	202	1 347
Total	2 628	608	1 231	1 029	5 563

Tableau 4 : Répartition des besoins énergétiques en fonction des usages

Répartition des besoins énergétiques en fonction de l'usage en KWh/an

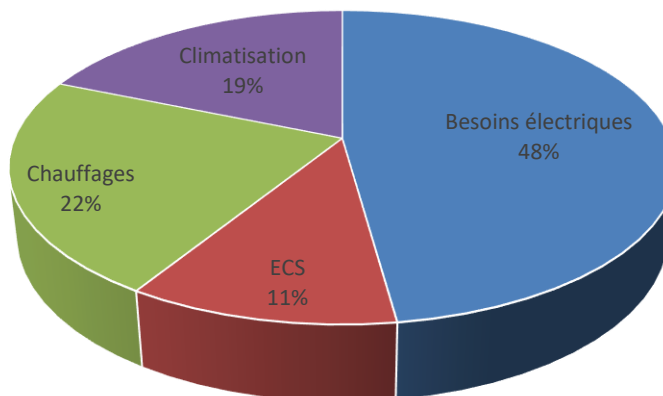


Figure 15 : Graphique représentant la répartition énergétique en fonction des usages

Type d'énergie	Besoin Total Energétique
Climatisation (froid)	1 029 MWh ep/an
Electricité	2 628 MWh ep/an
Thermique	1 907 MWh ep/an

Tableau 5 : Bilan global des besoins énergétique de la zone

Synthèse des besoins énergétique :

- les bâtiments logistiques de la Zone représentent 55 % des besoins énergétiques de la Zone.
- la part des besoins électriques pour les bâtiments représente la moitié des besoins énergétiques de la future zone et 67 % si l'on y ajoute les besoins pour la climatisation.
- les besoins estimés en Eau Chaude Sanitaires pour la partie zone de loisir représentent 66 % des besoins de la zone d'activité



5. LES SOURCES D'ENERGIE MOBILISABLES

Cette première approche permet d'étudier d'un point de vue global l'éventail complet des différentes sources d'énergies disponibles ou mobilisables de tous types. Ces énergies seront donc renouvelables ou non ce qui permet d'augmenter sur la non-pertinence de certaines d'entre elles.

Ces énergies naturelles sont destinées à être converties en énergie thermique par des systèmes produisant chauffage et eau chaude sanitaire ou en énergie électrique pour alimenter les divers équipements électriques de la future zone d'activité.

Les sources d'énergies recensées sont les suivantes :

- Electricité,
- Fioul,
- Gaz,
- Solaire,
- Bois-énergie,
- Aérothermie et géothermie,
- Biomasse (hors bois-énergie),
- Eolien,
- Hydraulique.

5.1 Les Energies Fossiles et Fissiles

5.1.1 L'électricité

L'électricité est un vecteur d'énergie dont l'origine est l'uranium pour les centrales nucléaires, le charbon par exemple pour les centrales thermiques ou encore l'eau dans les barrages hydroélectriques.

Bien que difficilement stockable après production, cette énergie a l'avantage d'être simple à utiliser et toujours disponible sans stockage chez l'utilisateur. De plus, la région participe activement à la production nationale d'énergie avec la centrale de Gravelines.

La production française est principalement nucléaire et l'uranium émet peu de gaz à effet de serre. Ainsi, l'impact de l'électricité sur l'environnement est principalement lié au traitement des déchets radioactifs. La production d'électricité française est donc peu polluante mais participe à la raréfaction des ressources naturelles.

Le parc de centrales françaises (de tous types) n'est pas adapté pour couvrir l'intégralité des besoins du pays. La modulation de puissance de ces centrales est faible. Ainsi, quand la demande est faible, des barrages permettent de stocker de l'énergie (par pompage d'eau qui entraîne ensuite des turbines quand la demande est élevée) mais la capacité de stockage est limitée, et l'électricité est revendue aux pays voisins. Cependant, aux heures de pointe, la consommation très élevée (selon les jours et les saisons) implique cette fois d'importer de l'électricité.

Ces pics sont dus à un parc immobilier présentant de nombreux bâtiments dont le chauffage et l'eau chaude sanitaire sont assurés par l'électricité. Les systèmes électriques présentent l'avantage d'un faible investissement et de peu de maintenance mais, avec l'augmentation constante du prix de l'électricité et un remplacement fréquent, ils s'avèrent très souvent moins intéressants en coût global. De plus, la réglementation thermique (RT2012) et la prochaine (RE2020) rend leur installation difficile à moins d'améliorer nettement l'enveloppe thermique des bâtiments.

La climatisation participe fortement au pic de consommation l'été. Les réglementations thermiques (RT2012 et RE2020) freinent l'installation de climatisations, la conception des bâtiments doit donc intégrer des procédés passifs de protection contre la chaleur estivale.

Ainsi, il faut éviter le chauffage et la climatisation électriques en limitant l'électricité aux usages spécifiques : éclairage, bureautique, électroménagers ...

5.1.2 Le Fioul

La tendance actuelle va vers la disparition du fioul dans les nouvelles installations depuis plusieurs années. Cette tendance est confirmée depuis peu par les orientations de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) qui prévoit la suppression des chaudières à fioul à l'horizon 2026.

C'est une ressource fossile, employée dans de nombreux autres domaines comme la plasturgie, qu'il serait nécessaire de préserver davantage. Il impacte également fortement le dérèglement climatique par ses rejets carbonés, et parfois soufrés.

Pour ces raisons, l'utilisation du fioul est déconseillée sur le futur parc d'activités pour l'ensemble de ces inconvénients.

5.1.3 Le gaz naturel

Le gaz est principalement utilisé pour produire de la chaleur grâce à sa combustion. Le raccordement de la commune et l'absence de stockage en font une énergie facile d'accès. Le réseau de gaz chemine à proximité du site, il est de ce fait facilement accessible pour l'alimentation du parc.

Cette énergie est utilisée par des chaudières à condensation individuelles ou collectives performantes et bon marché. Le prix du gaz est plus intéressant que le fioul ou l'électricité et son augmentation est moins prononcée. Le gaz naturel peut donc être une solution technico-économique intéressante pour la production de chauffage et d'eau chaude sanitaire mais également pour la cuisson.

Le gaz naturel est acheminé par des canalisations terrestres depuis l'Algérie, ou sous forme liquéfiée par voie maritime, principalement depuis la Norvège, les Pays-Bas et la Russie. Sa production nécessite moins de transformation que l'électricité et sa distribution subit moins de pertes.

Cependant, le gaz naturel est une énergie fossile et polluante comme le fioul, même si sa combustion rejette légèrement moins de CO₂. Sur le plan écologique, on préfère une autre solution mais le gaz peut être un bon compromis couplé au solaire ou à la thermodynamique.

5.2 Les énergies renouvelables

5.2.1 L'énergie solaire

Le rayonnement solaire présente un intérêt flagrant puisqu'il est disponible partout, selon des intensités et durées plus ou moins importantes, sans transport ni transformation et qu'il est illimité à l'échelle de temps de la planète.

Cependant, son utilisation quotidienne est réduite à la période diurne et le rayonnement solaire direct (par temps clair) est limité par le climat nuageux de la région. Néanmoins, les systèmes solaires fonctionnent aussi en rayonnement diffus traversant les nuages.

❖ L'énergie solaire passive

Le solaire passif est la moins chère des énergies et l'une des plus efficaces puisqu'elle concerne directement l'approche bioclimatique : l'idée simple est d'orienter et d'ouvrir au maximum les façades principales du bâtiment au Sud. Ainsi, les locaux profitent de chaleur et lumière gratuites et naturelles.

Il convient cependant d'intégrer des protections solaires également passives (casquettes solaires, volets) pour limiter les apports en mi-saison et en été afin d'éviter les surchauffes et ne pas avoir besoin de climatisation.

Notons que cette énergie est à l'origine de nombreuses autres sources renouvelables. En effet, c'est le soleil qui est responsable des vents exploités par l'éolien, du réchauffement du sol pour la géothermie ou encore de la photosynthèse permettant la croissance du bois.

❖ L'énergie solaire active

L'énergie solaire dite « active » se décline sous deux formes de transformation du rayonnement solaire : thermique (production d'eau chaude, chauffage) et photovoltaïque (production d'électricité). Ces deux types d'énergie sont envisageables sur le parc d'activités. Une autre forme de transformation est disponible, le solaire thermodynamique qui associe les capteurs à une pompe à chaleur.

Comme pour l'éolien, l'électricité photovoltaïque peut être autoconsommée ou injectée sur le réseau, EDF ayant l'obligation d'acheter cette énergie pendant 20 ans.

Pour ses qualités environnementales (énergie renouvelable à très faible impact) et durable (simplicité des équipements), les capteurs solaires pourraient être intégrés au sein du parc d'activités.

❖ Gisement solaire disponible

Le gisement solaire (ou ensoleillement) se mesure en kWh/m²/an et se définit comme l'énergie reçue et potentiellement valorisable par les systèmes solaires.

Avec en moyenne chaque année 1 600 heures d'ensoleillement et un gisement solaire annuel inférieur à 1 200 kWh/m², la commune de Saint Martin lez Tatinghem se situe dans la zone la moins ensoleillée de France.

La carte ci-dessous présente les moyennes annuelles de l'énergie reçue sur une surface orientée au Sud et inclinée d'un angle égal à la latitude (en kWh/m²/an).



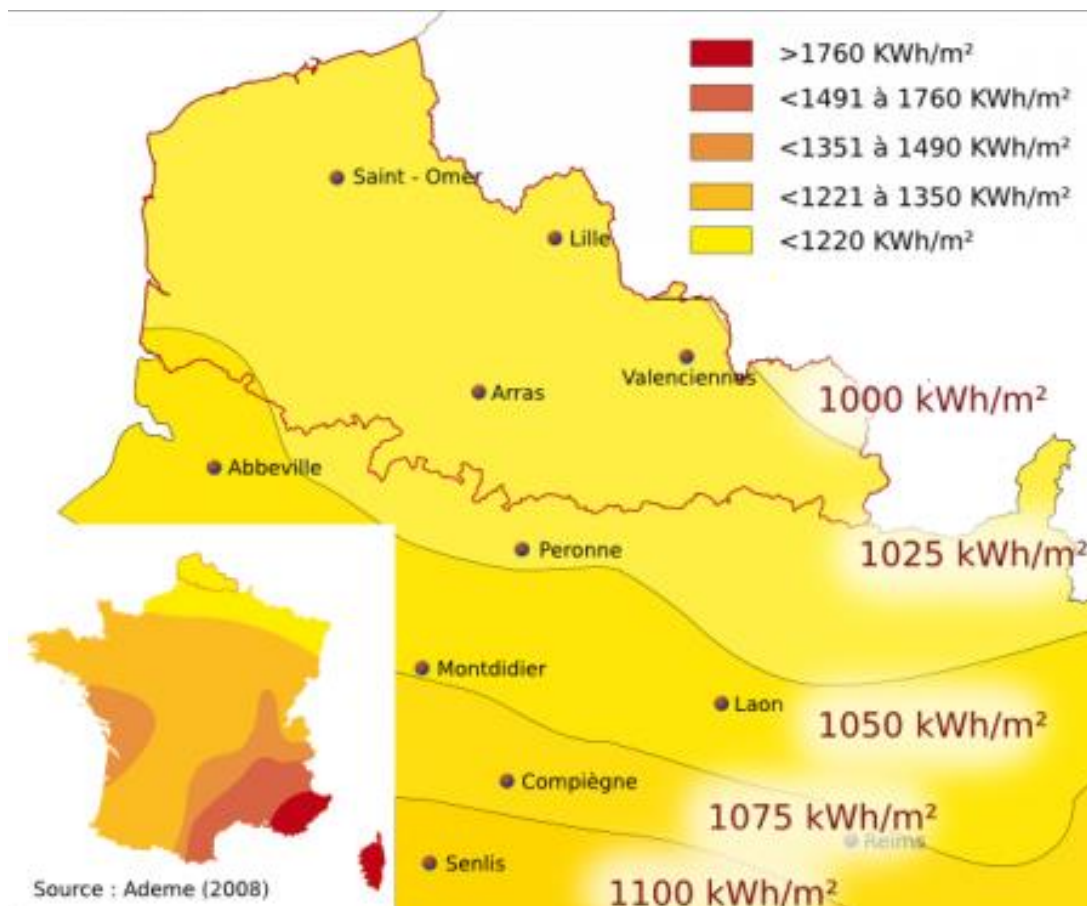


Figure 16 : gisement solaire en région Hauts de France

Entrées fournies:	
Emplacement [Lat/Lon]:	50.759, 2.218
Horizon:	Calculé
Base de données:	PVGIS-SARAH
Technologie PV:	Silicium cristallin
PV installée [kWp]:	1
Pertes du système [%]:	14
Résultats de la simulation:	
Angle d'inclinaison [°]:	35
Angle d'azimut [°]:	0
Production annuelle PV [kWh]:	1062.6
Irradiation annuelle [kWh/m²]:	1305.16
Variabilité interannuelle [kWh]:	52.69
Changements de la production à cause de:	
Angle d'incidence [%]:	-3.06
Effets spectraux [%]:	1.77
Température et irradiance faible [%]:	-4.04
Pertes totales [%]:	-18.58

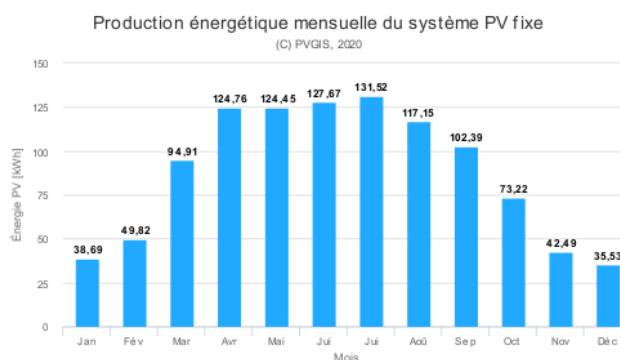


Figure 17 : Production solaire annuelle

Mois	Irradiation année simulée (kWh/m²)	Irradiation moyenne (2007-2015)(kWh/m²)	Var. irrad	Production simulée (kWh)	Production moyenne (kWh)	Var. prod
Janvier	38,8 (2011)	37,7	3 %	31,2	30,2	3 %
Fevrier	58,9 (2016)	56	5 %	48,2	45,7	5 %
Mars	112,9 (2010)	112,8	0 %	93,5	92,1	2 %
Avril	150,7 (2009)	154,2	-2 %	120,4	123,7	-3 %
Mai	159,2 (2009)	160,3	-1 %	125,7	126,6	-1 %
Juin	162,5 (2014)	160,2	1 %	125,3	124,8	0 %
Juillet	162,8 (2012)	167,6	-3 %	126,3	129,6	-3 %
Aout	143,2 (2011)	146,6	-2 %	111,4	113,4	-2 %
Septembre	121 (2010)	121,9	-1 %	95,4	95,5	-0 %
Octobre	79,6 (2014)	79,9	-0 %	62,8	63,5	-1 %
Novembre	40,4 (2016)	39,9	1 %	32,3	31,3	3 %
Decembre	34,5 (2014)	35,7	-3 %	27,6	28,7	-4 %
Total	1 264,5	1 272,9	-1 %	1 000,2	1 005,3	-1 %

Tableau 6 : Production annuel solaire

Conclusion sur la ressource :

Avec une production moyenne de 1005 KWh/m2 et en tenant compte de l'importance des surfaces disponibles des bâtiments sur la future zone, l'énergie solaire sera prise en compte dans la suite de l'étude

5.2.2 Le bois-énergie

Le bois est principalement utilisé pour produire de la chaleur grâce à sa combustion. Il fait partie de la biomasse solide.

Le bois est l'une des ressources énergétiques les plus intéressantes actuellement :

- Renouvelable : il peut être planté en quantité et disponible pour la production énergétique dans un délai cohérent par rapport à notre échelle de temps (quelques années à quelques dizaines d'années selon les essences). En France, le parc forestier est correctement géré et renouvelé en une vingtaine d'années.
- Neutre pour l'effet de serre : dans le cadre de la gestion française raisonnée (un arbre planté pour un coupé), sa combustion aura un impact neutre sur l'effet de serre puisque le CO₂ dégagé par sa combustion sera remobilisé par la végétation en croissance grâce à la photosynthèse.
- Bon marché : selon les solutions retenues (bûches, granulés, bois déchiqueté) et la filière locale, le prix du bois-énergie reste faible malgré la livraison et est moins sujet à l'augmentation en comparaison avec les autres types d'énergie.
- Performant : les équipements actuels (poêles, chaudières) affichent des rendements tout à fait intéressants et sont de plus en plus automatisés.

Quelques difficultés peuvent cependant être mises en avant :

- L'investissement : les chaudières et poêles restent onéreux face à d'autres systèmes comme la chaudière gaz.
- Le stockage : le bois implique la notion de livraison. Les bûches nécessitent beaucoup de manutention, les granulés permettent des systèmes nettement plus automatisés. Il conviendra de valider la filière de livraison pour s'assurer de la disponibilité du bois sur le moyen terme.
- Le traitement des fumées : il est nécessaire de mettre en œuvre des poêles ou des chaudières performants pour l'ensemble des petites installations afin de favoriser une bonne combustion et ainsi des rejets moins chargés. Les installations plus importantes devront disposer d'équipements de traitement des fumées.

Avec un objectif de développement de 60 GWh de production d'énergie à partir du bois, la CAPSO a fait de la filière bois-énergie une de ces priorités. Dans le cadre du dispositif TEPCV (Territoire à Energie Positive Pour la Croissance Verte) ; plusieurs chaudières bois énergie ont ainsi été mis en service auxquelles il peut y être associé la mise en activité une plateforme de valorisation de plaquette bois sur la commune de Clety. L'approvisionnement en bois-énergie apparaît à première vue sécurisé.

Conclusion sur la ressource : La filière bois énergie sera reprise pour la suite de l'étude.

5.2.3 L'énergie géothermale

❖ Généralités

On distingue en géothermie :

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

Ces deux premiers types de géothermie nécessitent des contextes géologiques bien particuliers (présence d'une ressource à haute température) qui ne sont pas présents en région Hauts de France. De plus, ces technologies nécessitent des investissements importants et sont réservés à des projets d'ampleur (réseau de chaleur ou production d'électricité). La mise en œuvre employée de ce genre de système n'est envisageable que pour des puissances de plusieurs MW. **Ces solutions ne sont donc pas adaptées au projet étudié.**

- **La géothermie basse énergie** (température comprise entre 30°C et 90°C) : elle concerne l'extraction d'eau inférieure à 90°C dont le niveau de chaleur est insuffisant pour la production d'électricité mais adapté à une utilisation directe (sans pompe à chaleur) pour le chauffage des habitations et certaines applications industrielles.

Cette filière demande également des contextes géologiques bien particuliers. En région Hauts de France, il n'est pas possible d'envisager l'exploitation de la nappe profonde pour la mise en œuvre de cette filière.

- **La géothermie très basse énergie** (température inférieure à 30°C) : elle concerne l'exploitation des aquifères peu profonds et l'exploitation de l'énergie naturellement présente dans le sous-sol à quelques

dizaines, voire quelques centaines de mètres. Il s'agit de nappes d'eau souterraine et sols peu profonds dont la température est inférieure à 30°C et qui permet la production de chaleur via des équipements complémentaires (pompe à chaleur notamment). On recense deux techniques en géothermie très basse énergie :

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

La géothermie très basse énergie est la plus simple à mettre en œuvre en termes de potentiel et de faisabilité technique (réglementation, coûts, etc.). Il est à noter que le recours à ce type de géothermie peut fournir de la chaleur mais aussi un rafraîchissement direct (géocooling) ou une climatisation (via une pompe à chaleur) pendant la période estivale.

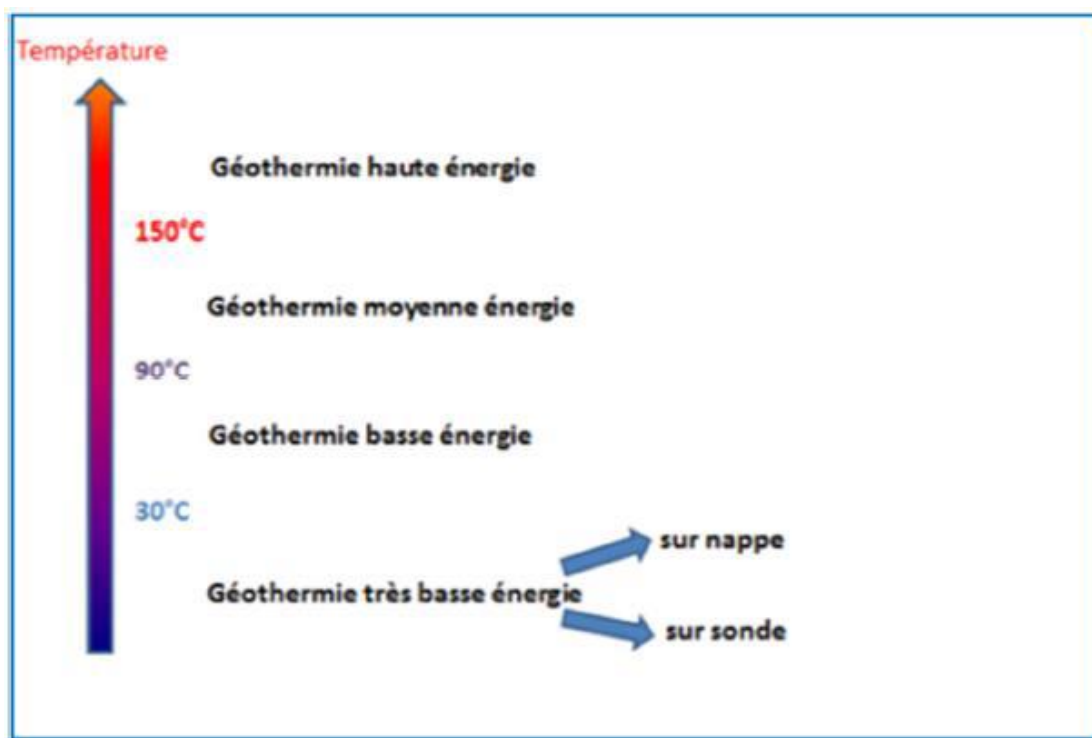


Figure 18 : Schématisation des différentes pratiques de la géothermie

❖ Code minier

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

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

- des zones ne présentant pas de risques, dites vertes ;

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

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



Figure 19 : Zones réglementaires GMI (initiales et révisées) pour les échangeurs fermés jusqu'à 100 m

❖ Géothermie très basse énergie sur nappe superficielle

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

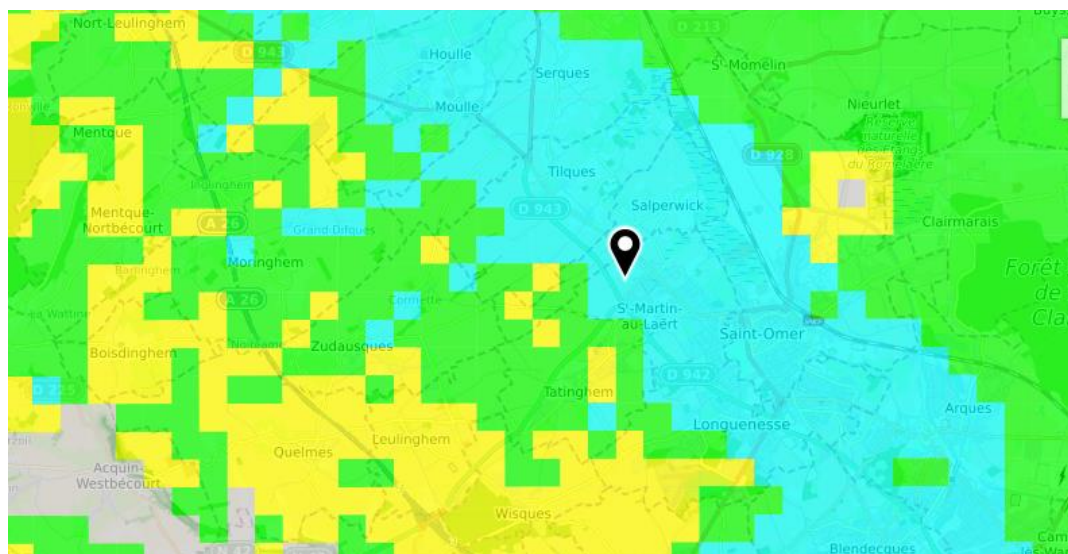
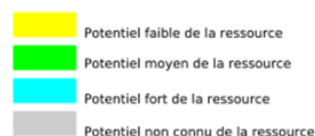


Figure 20 : Cartographie des caractéristiques géothermiques du meilleur aquifère (Source : géothermie perspectives.fr)

Source BRGM



Le territoire des hauts de France, particulièrement favorisée par la présence des nappes de l'Eocène moyen et inférieur et la Nappe de la Craie, se prête fortement au développement des installations de géothermie assistée par pompes à chaleur aussi bien sur nappe que sur sondes.

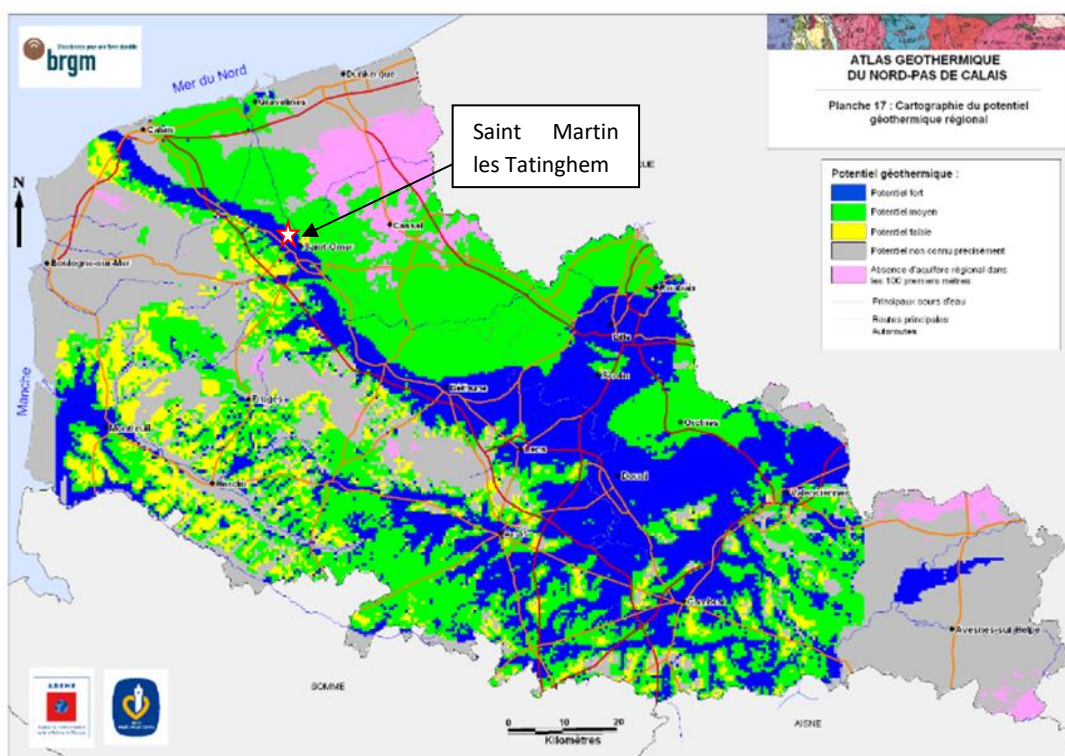


Figure 21 : Cartographie du potentiel géothermique régional

Source : BRGM

La température de ces nappes varie peu au fil des saisons, entre 12°C en hiver et 16°C en été et assure une efficacité élevée même en hiver, dans le cas de son exploitation à travers des pompes à chaleur.

Au niveau du projet ces nappes se situent entre 10 et 20 mètres de profondeur et présentent des débits exploitables élevés parfois supérieurs à 100 m³/h.

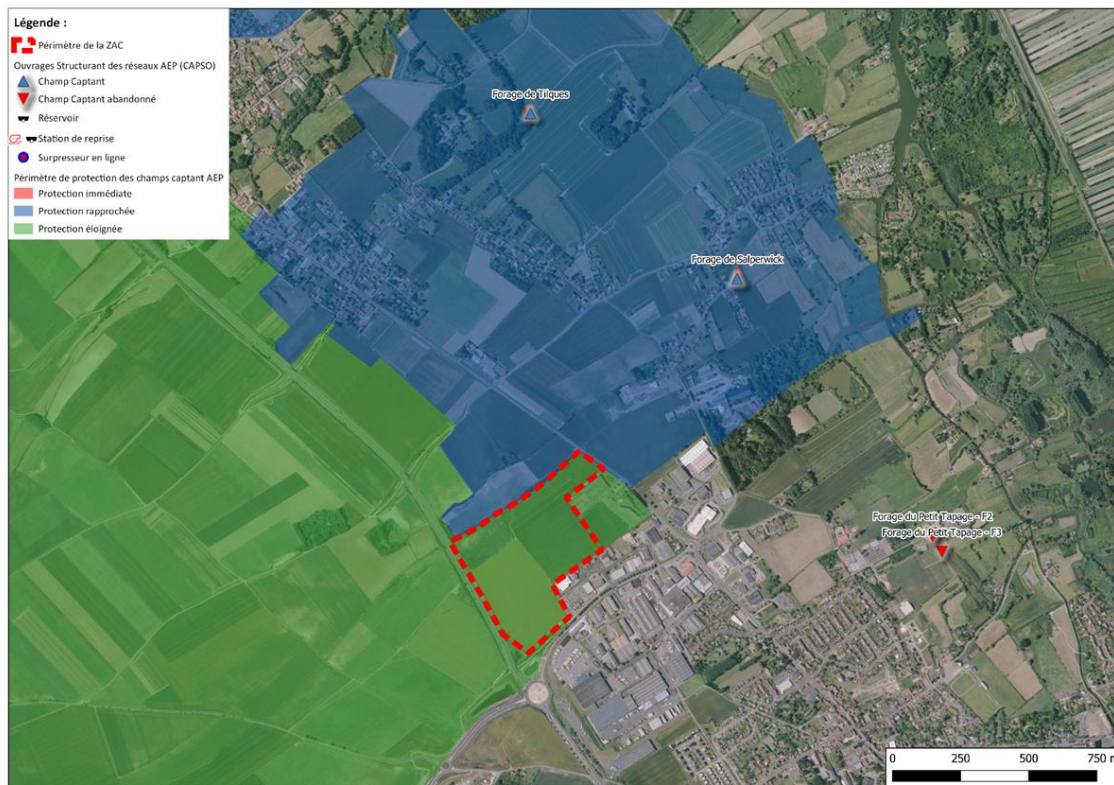


Figure 22: Proximité de la zone de protection des champs captant

Conclusions sur la ressource : Le potentiel de la géothermie sur nappe phréatique et de la géothermie par sonde est relativement important sur la zone de la future ZAC, sous réserve d'études spécifiques complémentaires.

Cette énergie peut être très bien valorisée pour les bâtiments d'activités et tertiaires mais n'est pas forcément compatible avec une éventuelle activité industrielle.

5.2.4 Les pompes à chaleur

Les pompes à chaleur utilisent le principe de la thermodynamique pour extraire les calories d'un milieu « chaud », via un fluide frigorigène, pour les restituer à un milieu. Le milieu froid est le local à chauffer. Le milieu chaud, riche en calories, est soit le sol pour la géothermie, soit l'air pour l'aérothermie.

- Le sol ou l'eau de nappe, c'est la géothermie,
- L'air extérieur ou extrait (par la VMC), c'est l'aérothermie

Principe schématique de la pompe à chaleur géothermique

- ① Circuit d'eau glycolée
- ② Vapeur basse pression
- ③ Vapeur haute pression
- ④ Circuit de chauffage
- ⑤ Liquide basse pression
- ⑥ Liquide haute pression
- ⑦ Source de chaleur : la terre
- ⑧ Source de chaleur : l'eau (nappe souterraine)

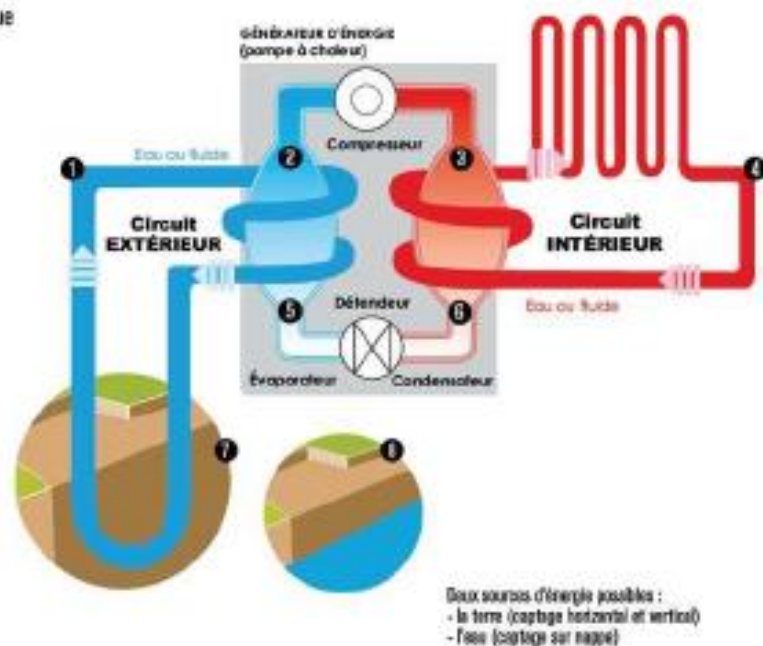


Figure 23 : Schéma de principe d'une pompe à chaleur

Source : ADEME

Les PAC sont caractérisées par leur coefficient de performance (COP). Par exemple, à COP instantané de 2, la PAC fournit 2 kWh de chaleur pour 1 kWh d'énergie consommée. Cependant, le COP varie en fonction de la température d'échange, la production de chaleur n'est donc pas constante, il est plus intéressant de s'intéresser au COP annuel. En effet, le captage de la chaleur est réalisable à condition que la température du milieu à chauffer soit supérieure, avec un écart le plus faible possible, à celle du milieu d'où la chaleur est prélevée, pour une plus grande efficacité énergétique.

L'énergie consommée peut être l'électricité ou le gaz. Les PAC gaz ont un COP sur énergie finale de l'ordre de 1,5 alors qu'il est de l'ordre de 3,5 pour les PAC électrique. Ce COP permet de compenser le mauvais coefficient d'énergie primaire de 2,58 de l'électricité, d'où l'intérêt écologique de ce système. Le coefficient d'énergie primaire du gaz est de 1, d'où la différence de COP. Les COP sur énergie primaire sont similaires.

La PAC est un système de faible puissance qui a besoin de fonctionner sur des longues durées par rapport à une chaudière. Ceci fait de la PAC un système peu réactif non adaptée à une relance rapide du chauffage. Un ballon est obligatoire pour l'ECS et un ballon tampon pour le chauffage peut limiter le temps de relance.

Les PAC gaz sont à moteur gaz ou à absorption gaz. Certaines PAC électriques ou gaz sont réversibles, elles peuvent assurer une production de froid caractérisée non plus par le COP mais le EER, coefficient d'efficacité énergétique.

Les PAC, seules ou en cascade, existent sous différentes formes, pour tous types de bâtiments individuels ou collectifs, résidentiels ou tertiaires, etc. Les PAC gaz peu répandues et plus onéreuses sont plus présentes dans le tertiaire et le collectif.

5.2.5 L'aérothermie

Les PAC aérothermiques se déclinent en PAC air/air ou air/eau. Ces technologies sont souvent considérées comme des alternatives avantageuses aux technologies fioul ou gaz (pour les PAC air/eau) ou aux radiateurs électriques (pour les PAC air/air).

La PAC air/air réservée au chauffage est adaptée aux locaux bien isolés car l'émission se fait par ventilo-convecteurs, elle est économique et efficace mais les ventilo-convecteurs peuvent être sources d'inconfort (bruit, courants d'air, etc.).

Concernant les PAC air/air, air/air peut signifier :

- Air extérieur / air intérieur
- Air extrait / air neuf

Dans le cas de la PAC air/eau qui peut être double service (chauffage et eau chaude sanitaire) l'émission se fait généralement par des radiateurs et/ou un plancher chauffant. C'est un système performant mais onéreux.

L'inconvénient de l'aérothermie sur air extérieur est la diminution des performances en hiver lorsque la température extérieure devient trop froide. Le dégivrage du système peut être énergivore. C'est pourquoi ces PAC intègrent généralement une résistance électrique d'appoint qui se déclenche vers -5°C à l'extérieur.

On ne retrouve pas ce phénomène pour l'aérothermie sur air extrait. Ce procédé paraît meilleur puisque l'air extrait est plus chaud que l'air extérieur mais ça n'est pas forcément le cas. En effet, l'air extrait est en débit limité par la VMC.

La PAC aérothermique présente d'autres inconvénients. Elles provoquent, lors de leurs démarrages (plusieurs fois par jour), de forts pics de consommation. En milieu rural, ceux-ci peuvent être très préjudiciables au réseau électrique en provoquant de fortes chutes de tension. Ces dernières nécessitent parfois d'onéreux renforcements de réseau.

De plus, certaines PAC aérothermiques sont bruyantes. Il peut être nécessaire d'installer des dispositifs pour limiter la nuisance comme des écrans anti-bruit, la pose sur des plots anti-vibratiles, etc. Avant d'installer ce type d'appareil en copropriété, il faut penser à vérifier que cela est autorisé.

5.2.6 La biomasse (hors bois-énergie)

D'une manière générale, la biomasse peut être composée de diverses matières premières organiques d'origine végétale. Elle est composée de résidus agricoles (paille, maïs, blé ...), de sylviculture (souches, feuilles, branches mais aussi de copeaux et sciures) et de déchets organiques (déchets municipaux solides, boues d'épuration ...).

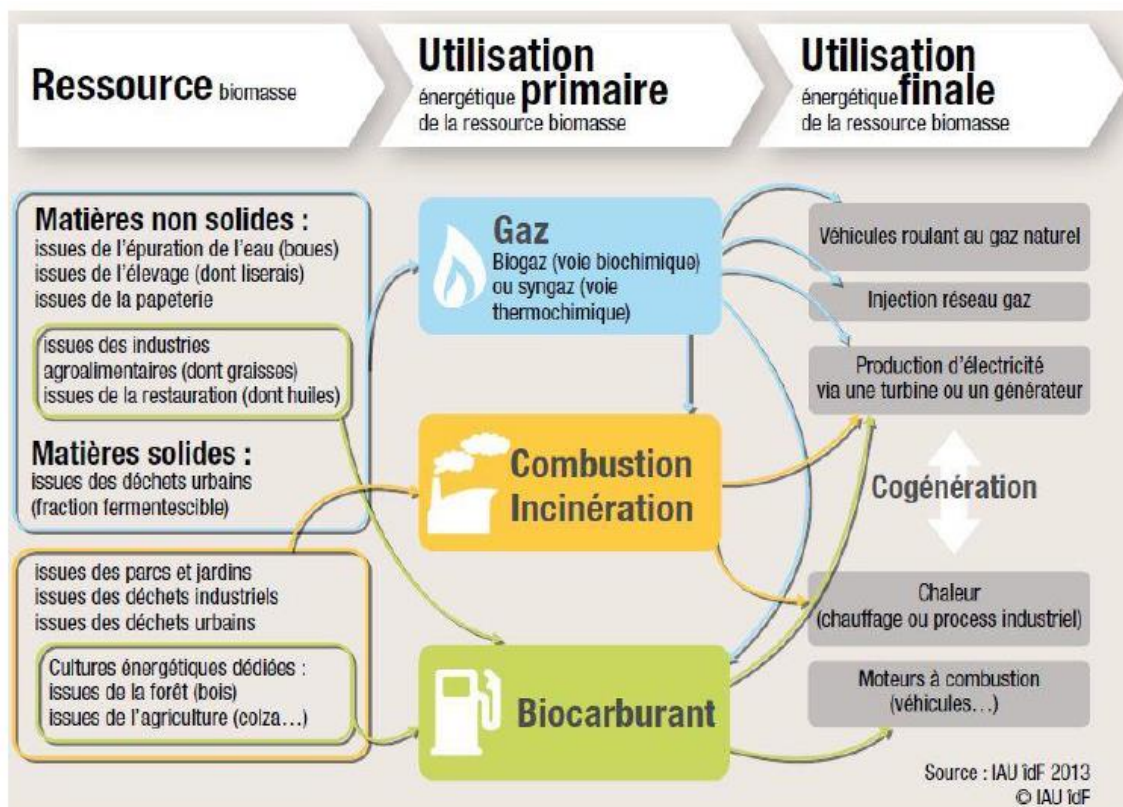


Figure 24 : Différentes matières mobilisables pour la biomasse

Source : ADEME

On retrouve le bois-énergie dans cette catégorie puisque la plus grosse partie de la biomasse solide se présente sous forme de granulés, généralement composés de résidus forestiers. Du côté de l'agriculture, on trouve les agro-pellets encore peu répandus mais le Nord-Pas-de-Calais étant une région céréalière, le développement de cette filière est potentiellement envisageable.

Citons aussi la filière du miscanthus qui se développe sur le territoire français. Il s'agit d'une biomasse à 15% d'humidité, qui n'a pas besoin d'être séchée, et utilisable sans transformation. Certains agriculteurs font le choix de le cultiver pour alimenter leur chaudière parmi d'autres usages.

On s'intéresse ici à la valorisation énergétique des déchets organiques. On trouve notamment l'incinération, la méthanisation qui aboutit à la production de biogaz, ou encore la gazéification productrice de syngaz. En effet, les sources de biogaz sont solides, liquides ou gazeuses et permettent la production de chaleur, de froid ou d'électricité. La biomasse dite ligneuse est la biomasse valorisable dans les chaudières, à contrario de la biomasse non ligneuse qui est quant à elle valorisable dans des digesteurs par exemple dans le cas de la méthanisation.

La biomasse n'est pas produite spécifiquement pour le secteur de l'énergie, mais résulte d'activités qui auraient lieu de toute façon. Vis-à-vis des gaz à effet de serre, la biomasse a donc un bilan neutre : les végétaux restituent le carbone stocké durant leur croissance lorsqu'ils sont exploités à des fins énergétiques. D'autant plus que le biogaz peut être également utilisé par le secteur du transport.

La valorisation énergétique des déchets a donc un intérêt écologique considérable. Cependant, le stockage, le coût des installations, le traitement des fumées et l'exploitation de la biomasse pose des problèmes de logistique et le coût de l'énergie produite est très élevé. Ceci freine le développement de la

filière et la limite à des installations à grandes échelles.

Par ailleurs, il n'a pas été identifié à proximité de la future zone un projet méthanisation agricole permettant l'injection de biogaz dans le réseau

Conclusion sur la ressources : L'énergie biomasse ne sera pas retenue pour la suite de l'étude

5.2.7 L'énergie éolienne

L'énergie éolienne consiste à profiter de l'énergie mécanique du vent pour entraîner une génératrice qui la convertit en énergie électrique. Les éoliennes sont positionnées en mer (off-shore) ou sur terre (on-shore).

Globalement, le domaine de fonctionnement d'une éolienne correspond à une vitesse du vent comprise entre 3 et 25 m/s à 50 m au-dessus du sol, mais il convient aussi de tenir compte de la topographie du site et de la végétation.

Pour déterminer le potentiel éolien d'un site, il est indispensable de réaliser une étude de vent locale.

Une première estimation globale peut être réalisée à partir de la carte suivante :

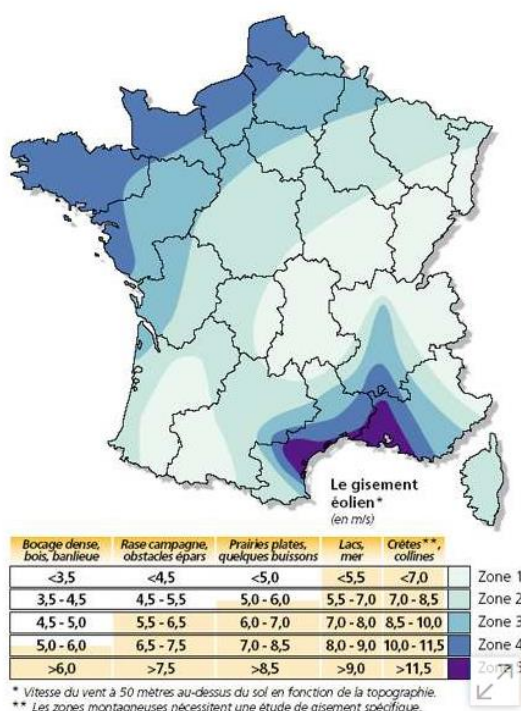


Figure 25: Gisement éolien

Source : Futura-sciences

Les vents dominants de la région soufflent en direction du Sud-Ouest, les Pas-de-Calais étant exposé aux vents marins de la mer du Nord. La zone est souvent touchée par les vents, parfois violents, en toutes saisons. Avec une vitesse de vent moyenne de 5 à 8,5 m/s, la région est l'une des plus propices au développement éolien en France.

Cependant, le caractère urbanisé des abords du site et la politique de la CAPSO en matière de développement des énergies renouvelables via l'éolien empêchent l'utilisation de cette production d'énergie renouvelable sur le projet.

Conclusion sur la ressource : L'énergie éolienne ne sera pas retenue pour la suite de l'étude

5.2.8 L'énergie hydraulique

L'énergie hydraulique consiste à profiter de l'énergie mécanique des courants d'eau pour entraîner une génératrice qui la convertit en énergie électrique. C'est le principe des barrages. Il faut noter que l'énergie produite est propre mais la construction d'un barrage à une empreinte écologique forte. Cette technologie est peu développée à petite échelle et requiert de forts débits d'eau. En pleine mer, il existe des systèmes profitant de l'énergie houlomotrice et marémotrice.

Conclusion sur la ressource : En l'absence de cours d'eau, l'énergie hydraulique ne peut donc être développée sur le site du parc d'activités ni à proximité de ce dernier du fait du réseau hydrographique constitué essentiellement de cours d'eau non pérennes ou à faibles débits.

5.3 Bilan des énergies mobilisables du site

Au vu de l'absence de bâtiments ou de végétations de grande hauteur à proximité, l'énergie solaire est à étudier, principalement sur les toitures des futurs bâtiments.

L'utilisation d'éoliennes est à proscrire à la vue des abords du site et de la politique en matière d'énergie renouvelable de la CAPSO.

Le potentiel hydraulique est nul.

Le bois-énergie est mobilisable sur le parc d'activités et se présente comme une solution performante sur les plans écologiques et techniques. Le gaz également mais il est fossile. En dépit de son mauvais bilan environnemental, le gaz n'est pas à exclure en tant qu'énergie d'appoint et de secours.

Le potentiel de biomasse (hors bois-énergie) n'est pas mobilisable sur le site du futur parc d'activités.

La géothermie très basse énergie et l'aérothermie sont des énergies renouvelables disponibles in situ, et donc à envisager dans le cadre de cette étude.

Le tableau ci-dessous présente les différentes formes d'énergie mobilisables ainsi que les avantages et les inconvénients de chacune. Les solutions adaptées au site apparaissent en orange.

 Energies présentant un intérêt pour le projet

 Energies ne présentant pas de potentielles

 Energies non prioritaires



FORME D'ENERGIE	POINTS FORTS	POINTS FAIBLES
Electricité	Disponibilité Usages spécifiques	Energies fossiles ou fissiles Faible rendement global (épuiement des ressources)
Fioul		Energie exclue pour toute nouvelle chaudière d'ici 2023 Stockage et livraison Energie fossile à très fort impact écologique
Gaz naturel	Commune desservie Pas de stockage ni livraison Couplage solaire ou thermodynamique	Energie fossile à fort impact écologique
Propane	Impact écologique limité par rapport au fioul	Stockage et livraison
Biomasse (hors bois énergie)	Renouvelable Substituable à une énergie fossile Différentes natures de matières valorisables Digestats valorisés en fertilisants	Saisonnalité des apports Pas de projet de biomasse à proximité de la zone
Hydraulique	Renouvelable	Indisponible
Eolienne	Renouvelable Impact écologique faible Gisement vent	Pas de volonté de développement de nouvelle zone éolienne sur le territoire Acceptation par le voisinage Production intermittente
Bois énergie	Renouvelable Disponibilité /existence d'une plateforme bois-Energie à proximité sur la commune de Cléty Impact écologique faible Adapté au réseau de chaleur	Développement récent de la filière sur le territoire
Solaire	Renouvelable Impact écologique faible	Indisponible la nuit et production intermittente Faible gisement
Aérothermie	Appoint aux ENR Renouvelable Impact écologique faible Disponibilité	Besoins Electricités Performances moyennes à faible température extérieure
Géothermie	Renouvelable Impact écologique faible Disponibilité Température du sol constante	Forage et terrassement nécessaire Géothermie très basse énergie uniquement Faible potentiel en eau de nappe

Tableau 7 : Bilan des énergies mobilisables

6. LES RESSOURCES MUTUALISABLES

6.1 Réflexion vis-à-vis des niveaux de mutualisation

6.1.1 Intérêt de la mutualisation

La qualité et la pérennité de l'approvisionnement en énergie thermique et électrique à l'échelle d'une zone d'activité n'implique pas seulement le choix du bouquet énergétique, mais aussi le choix du degré de mutualisation des moyens de production.

Une mutualisation maximale doit être recherchée. La mutualisation des moyens de production thermique revêt de nombreux avantages :

- **Environnemental** : c'est le meilleur moyen de mobiliser massivement les énergies renouvelables. En effet, à l'échelle d'un logement ou d'un petit bâtiment, les coûts et les contraintes d'intégration générés sont souvent rédhibitoires à la mise en place d'une chaufferie bois, à la valorisation de la géothermie profonde ou sur aquifère, ou encore à la valorisation de la chaleur fatale d'installations commerciales ou industrielles ;
- **Social** : c'est la garantie d'une meilleure stabilité des prix pour l'utilisateur qui n'est pas laissé à la merci d'une hausse importante probable des prix des énergies fossiles dans les prochaines années. Pour les activités industrielles, la maîtrise de la dépense énergétique est favorable à la création et à la conservation des emplois ;
- **Economique pour l'utilisateur** : il n'a que la distribution secondaire à gérer (pas de chaudière individuelle à entretenir) ;
- **Technique** : la réduction du nombre de générateurs implique une réduction des contraintes d'entretien et de maintenance, et favorise la pérennité des performances dans le temps et la continuité de fonctionnement ;
- **Stratégique pour la collectivité** : couverture des besoins des bâtiments par des énergies renouvelables locales.



Figure 26 : Schéma de principe de mutualisation énergétique

Dans la pratique, nous retiendrons les considérations suivantes :

- Les pratiques consistant à individualiser les moyens de production thermiques ne sont pas en phase avec les exigences environnementales d'un aménagement durable ;
- Le niveau minimum de mutualisation considéré est donc une chaufferie par bâtiment ;
- En premier lieu, le degré maximum de mutualisation est favorisé. Selon les contraintes techniques, économiques et temporelles, les degrés inférieurs sont étudiés par itération jusqu'à trouver l'optimum.

Le degré optimum de mutualisation est susceptible de varier selon la nature des sources d'énergies disponibles sur le site.

En d'autres termes, on cherchera systématiquement et dans un premier temps, à créer des unités de production d'énergie thermique et électrique partagées entre au moins deux bâtiments, voir l'ensemble de l'aménagement. Selon les contraintes, on réduira progressivement le niveau de mutualisation jusqu'à l'obtention d'une solution faisable techniquement et rentable.

6.1.2 Les différents niveaux de mutualisation

Dans le cadre d'une opération d'aménagement, il convient d'étudier l'ensemble des échelles de mutualisation des moyens de production et de valoriser les niveaux les plus élevés.

❖ A l'échelle de la zone d'activités :

C'est le niveau maximal de mutualisation. Un réseau de chaleur et/ou de froid alimente la quasi-totalité des bâtiments. A cette échelle, un très large panel d'énergies est valorisable et il est possible de combiner la production de chaleur à une production d'électricité (cogénération) et à une production de froid (tri génération).

Le degré d'évolutivité est grand : une transition énergétique s'effectue uniquement par modification de la chaufferie centrale. Les besoins en maintenance sont réduits et assurés de façon centralisée par un même exploitant très qualifié.

❖ A l'échelle d'un lot / d'une parcelle :

Les bâtiments d'une même parcelle sont alimentés depuis une même chaufferie. On ne parle plus ici de réseau de chaleur au sens juridique mais de chaufferie mutualisée. A cette échelle, le panel d'énergies valorisables est large mais plus contraint. Il est éventuellement possible de combiner la production de chaleur à une production d'électricité (cogénération). Le degré d'évolutivité est moyen : le nombre de chaufferies pénalise les possibilités d'évolution de l'approvisionnement énergétique. A partir de cette échelle, la chaufferie peut être intégrée à l'un des bâtiments. Les besoins en maintenance sont plus importants puisque le nombre de générateurs est supérieur. La maintenance est ici assurée par autant d'entreprises qu'il y a de contrats de maintenance.

❖ A l'échelle d'un bâtiment :

C'est le niveau minimum de mutualisation que l'on retiendra dans le cas où les degrés précédents se heurteraient à des obstacles économiques ou techniques. On retrouve alors une chaufferie par bâtiment. A cette échelle, le panel d'énergies valorisables est restreint pour les plus petits bâtiments pour lesquels il est difficile de combiner la production de chaleur à une production d'électricité (cogénération) de façon rentable, et pour lesquels le recours aux énergies renouvelables peut ne pas être rentable. Les besoins en maintenance sont très importants car il y a un grand nombre de générateurs sur le site. Les puissances unitaires des chaufferies étant très inférieures, la qualité de la maintenance est plus aléatoire.

6.2 Quelles sont les possibilités de mutualisation à l'échelle de la future zone d'activité ?

6.2.1 Tenir compte de la diversité des activités de la ZAC du fond Squin

La diversité des activités pouvant être implantées sur la zone et des besoins en énergies des différents bâtiments, ainsi que les contraintes fortes de temporalités, peuvent induire la non-faisabilité technique de la mutualisation des productions d'énergie à l'échelle de l'aménagement.

A priori dans l'état d'avancement de la programmation, il n'est pas prévu l'installation d'activités industrielles sur la zone. Généralement avec ce type d'activité, elles génèrent potentiellement de grandes quantités d'énergie fatale, sous forme thermique, 100% récupérables et valorisables localement pour d'autres processus ou pour le chauffage des bâtiments adjacents dans une démarche d'écologie industrielle.

Néanmoins, la programmation de la ZAC du Fond Squin prévue à ce stade est synonyme de bâtiments de taille moyenne à très grande, consommant potentiellement de grandes quantités d'énergies électriques et thermiques, et donc d'une densité énergétique significative. Les inconvénients liés aux niveaux inférieurs de mutualisation (lot et bâtiment) sont donc à relativiser.

6.2.2 Possibilité de raccorder la ZAC sur un réseau de chaleur existant

L'application de l'article L128-4 du code de l'urbanisme inclut l'étude des opportunités de la création ou du raccordement à un réseau de chaleur (chaud ou froid). Un réseau de chaleur est un ensemble d'installations qui produisent et distribuent de la chaleur à plusieurs bâtiments pour le chauffage et/ou l'eau chaude sanitaire.

Sur le même principe, il existe des réseaux distribuant du froid, transporté sous forme d'eau glacée, destinés à la climatisation par exemple. Un tel réseau peut également être un réseau dit boucle d'eau tempéré intéressant dans le cas de demande en froid et en chaud simultanée.

Actuellement, sur le territoire de la CAPSO, le réseau de chaleurs le plus proche se situe sur la commune d'Arques. Ce réseau de chaleur est à l'opposé de la Zone du Fond Squin. A ce stade de l'étude, il n'y a pas de réseau de chaleur existant à proximité du futur aménagement et il n'y a pas de projet de réseau de chaleur à proximité de la zone émergeant.

En conclusion, dans le contexte actuel, il n'y a pas de possibilité de raccordement à un réseau existant.

6.2.3 Opportunité de créer un réseau de chaleur

Dans le cas où le raccordement de la ZAC à un réseau de chaleur existant n'étant pas envisageable, la création d'un réseau indépendant peut être étudiée.

Un réseau de chaleur est une installation comprenant une chaufferie fournissant de la chaleur à plusieurs bâtiments raccordés par l'intermédiaire de canalisations souterraines. Ceci implique des travaux de terrassement conséquents.

Le réseau de canalisations est constitué d'un réseau primaire de canalisations, empruntant le domaine public ou privé, transportant de la chaleur qui alimente des postes de livraison installés dans les lieux de consommation. Sur les mêmes principes, il existe des réseaux distribuant du froid, transporté sous forme d'eau glacée et destiné à la climatisation de locaux.

Dans chaque bâtiment raccordé au réseau de chaleur se trouve une sous-station qui abrite le poste de livraison, où l'eau chaude transfère sa chaleur aux installations du bâtiment via un échangeur thermique. C'est dans la sous-station que le comptage de la chaleur livrée est effectué. C'est également au niveau de la sous-station que l'on distingue le réseau « primaire » (qui relie la ou les installations de production au bâtiment) du réseau « secondaire » (qui distribue la chaleur dans un bâtiment ou groupe de bâtiments).

La chaleur peut être produite grâce aux énergies et procédés vus précédemment.

Pour l'heure, un réseau propre à la future zone d'activité avec une chaufferie centrale est une possibilité à étudier.

Subventions :

Le réseau de chaleur en création est éligible au Fond Chaleur de l'ADEME lorsque la densité thermique est supérieure à 1,5 MWh/ml.an. Une exception est faite concernant les réseaux de chaleur situés dans une commune rurale pour lesquels la densité est comprise entre 1 et 1,5 MWh/ml.an. Cette aide est également conditionnée au fait que le réseau soit alimenté globalement au minimum par 50% d'EnR&R.

Au stade des études préalables d'aménagement, le premier critère de faisabilité d'un réseau de chaleur est la densité thermique. Elle correspond à la quantité d'énergie thermique livrée aux bâtiments par unité de longueur du réseau (longueur de tranchée).

On considère aujourd'hui qu'un réseau de chaleur peut avoir de l'intérêt à partir de 1 MWh/ml (mètre linéaire=ml) à 1,5 MWh/ml de réseau et par an, seuil à partir duquel le réseau entre dans les critères d'éligibilité aux subventions fond chaleur.

❖ **Création d'un micro-réseau**

Pour apprécier la pertinence du futur réseau, il faut calculer la densité énergétique du futur réseau. Elle représente la quantité d'énergie distribuée sur la longueur du réseau à installer. Plus la densité du réseau est élevée, plus l'installation est justifiée. A l'inverse, un réseau de faible densité va entraîner trop de pertes en ligne par rapport à l'énergie réellement distribuée. Une estimation de la longueur de réseau nécessaire a été faite en prenant comme hypothèse que la chaufferie soit centrale d'après le plan d'implantation de la future zone.

Une estimation de la longueur de réseau nécessaire a été réalisée et est estimée est d'environ 800 mètres linéaires pour les bâtiments de la future zone :

Consommation thermique utile en chauffage et ECS annuelle réseau = 1907 MWh/an

L – longueur du réseau

Densité énergétique du micro-réseau = Consommation / L = 2.35 MWh/(ml.an)

Conclusion : La densité énergétique des projets est suffisamment élevée pour envisager un micro-réseau de chaleur pour la suite de l'étude. Cependant, dès que le programme sera plus précis quant aux futurs utilisateurs des bâtiments et à leurs futurs besoins, l'étude de la création d'un réseau mutualisé devra être envisagée.

On évoque ici des sources secondaires d'énergie ou des procédés énergétiques faisant appel aux sources d'énergies précédentes.

6.2.4 La cogénération

Les chaudières spécifiques à cogénération produisent à la fois de la chaleur et de l'électricité à partir des pertes de transformation. Le rendement sur la production de chaleur est légèrement moins bon mais le système profite de sa production d'électricité vendue sur le réseau qui :

- Limite les pertes d'énergie dues au transport et à la production d'électricité centralisée,
- Limite les émissions de gaz à effet de serre dues à l'utilisation de centrales thermiques en cas de périodes de pics de demande d'électricité.

Cependant, cette technologie souffre de tarifs encore très onéreux à très petite échelle, en particulier les systèmes individuels de micro-cogénération pour le résidentiel et le petit tertiaire. L'étude de cette solution ne sera donc pas réalisée.

La chaudière cogénération peut utiliser le gaz ou la biomasse.

6.2.5 La récupération d'énergie fatale

La chaleur fatale désigne l'énergie dissipée, perdue, lors d'un processus de production ou de transformation. L'énergie produite pour garantir la fourniture des besoins d'un procédé et sa continuité n'est, dans la plupart des cas, pas valorisée intégralement. De nombreux équipements rejettent de la chaleur dans l'air extérieur ou dans l'eau : les groupes froids, les compresseurs à air, les tours aéroréfrigérantes, les eaux résiduaires. En outre, la chaleur contenue dans les fumées d'installations de combustion n'est pas systématiquement récupérée en intégralité.

Cette chaleur fatale peut-être récupérée, et valorisée, thermiquement, pour un usage interne ou externe, via par exemple un réseau de chaleur.

Les différentes sources de chaleur fatale sont :

- Data centers : non recensés à proximité du projet ;
- Déchets : déjà valorisés énergétiquement sur du CVE situé à Arques ;
- Industries : non recensé à proximité du projet ;
- Eaux usées.

❖ Récupération de chaleur des eaux usées

Le principe

La récupération de chaleur sur les eaux usées est un procédé utilisant le principe de la géothermie. La source chaude n'est cette fois-ci pas la nappe phréatique ou le sol. En effet, la chaleur est récupérée par l'intermédiaire d'échangeurs spéciaux situés dans les collecteurs d'eaux usées et d'une pompe à chaleur. Le réseau dans lequel circulent les eaux épurées a des températures comprises tout au long de l'année entre 13°C et 20°C.

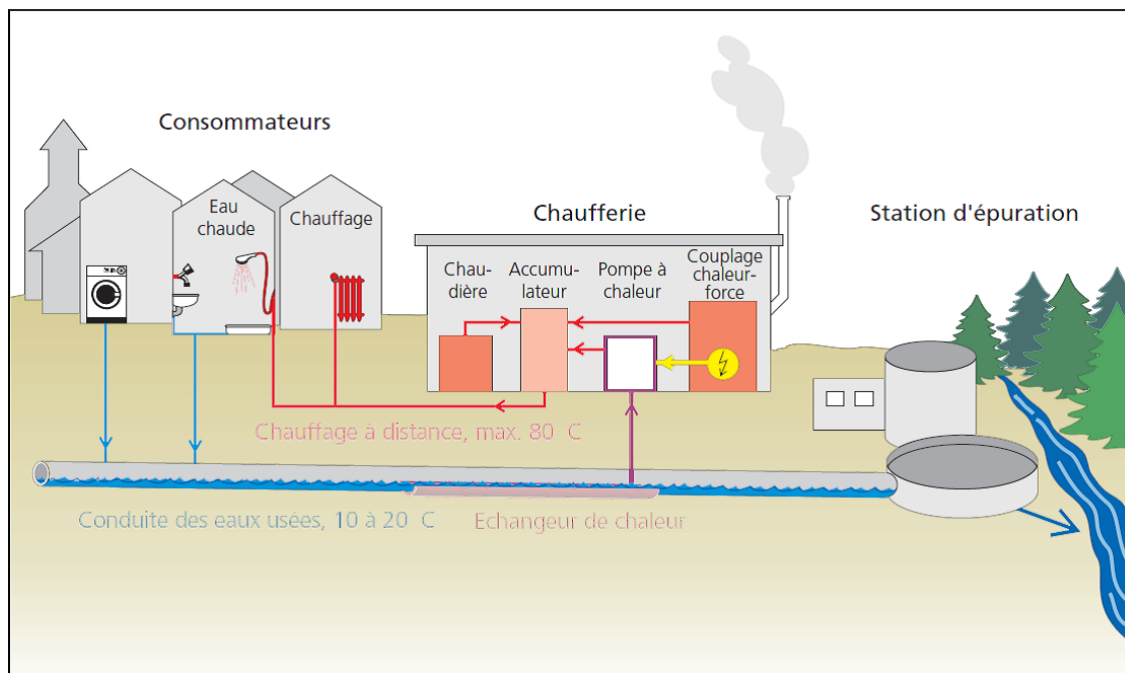


Figure 27 : Schéma de principe de la récupération de chaleur sur collecteur d'eaux usées

Le potentiel sur la future zone

Le potentiel thermique des eaux usées peut-être valorisé à trois niveaux différents :

- En sortie de bâtiment : intéressant à partir de bâtiments ayant un minimum de 50 logements, ce qui n'est pas le cas sur le projet du fonds Squin.
- Sur les collecteurs d'assainissement : intéressant sur de gros diamètres de collecteurs (recommandation : à partir de 800 mm de diamètre). Pas de collecteur de cette dimension à proximité du projet.
- Au niveau des stations d'épurations : trop éloignés du projet urbain pour retenir cette possibilité.

Conclusion : la solution de récupération d'énergie fatale ne présente pas d'intérêt dans le cadre du projet

6.2.6 Opportunité réseau Smart Grid

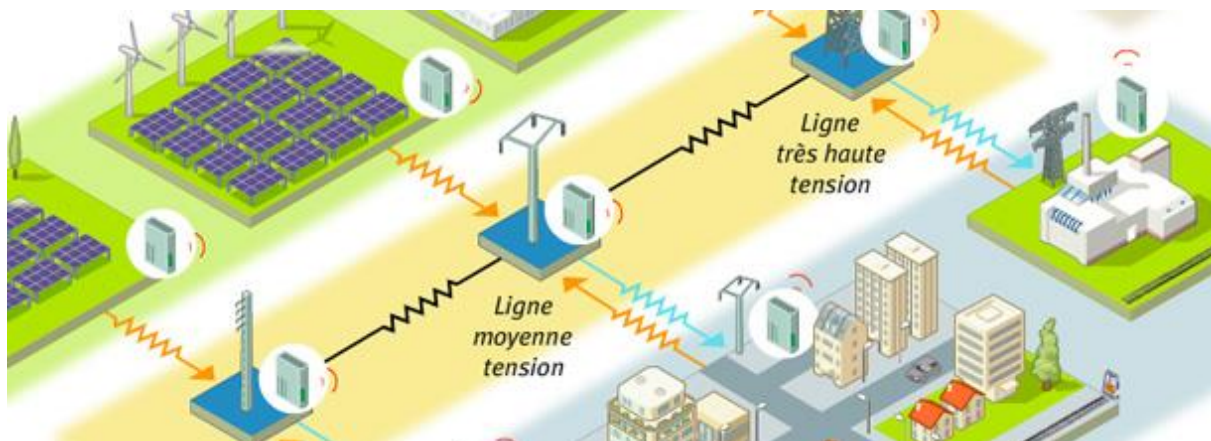


Figure 28: Schéma de principe Smart grid

Cette première évaluation a pour objectif de poser les premiers potentiels en termes de Smart Grid pour le projet de la future zone. Le smartgrid ou réseau de distribution « intelligent » utilise les technologies de l'électrotechnique, de l'informatique et des télécommunications de manière à optimiser la production, la distribution et la consommation. Il a pour objectif d'optimiser l'ensemble des mailles du réseau d'électricité qui va de tous les producteurs à tous les consommateurs, afin d'améliorer l'efficacité énergétique de l'ensemble.

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

- La ressource locale existe et semble cohérente en termes de volume avec les besoins (Chauffage et Production d'énergie Solaire) ;
- L'adéquation temporelle dépend de la maille d'analyse. En effet, la production de la centrale photovoltaïque même si elle est entièrement absorbée à l'échelle de la ZAC en termes de volume peut ne pas être en phase avec les besoins horaires (évaluation dynamique). Il sera nécessaire in fine de vérifier l'adéquation semaine travail / week-end notamment pour les surfaces nouvellement bâties (forte proportion de tertiaires/industries). Cette vérification nécessite également que le Gestionnaire des Réseaux de Distribution (GRD) transmette à la maîtrise d'ouvrage le profil horaire de consommation de la zone

Le partage d'une production locale directement avec les consommateurs via le réseau public de distribution.

Conclusion : la solution de développement des Smart Grid présente un potentiel intéressant au regard des réflexions menées autour du développement du photovoltaïque en autoconsommation collective

6.2.7 Opportunité d'autoconsommation photovoltaïque Collective

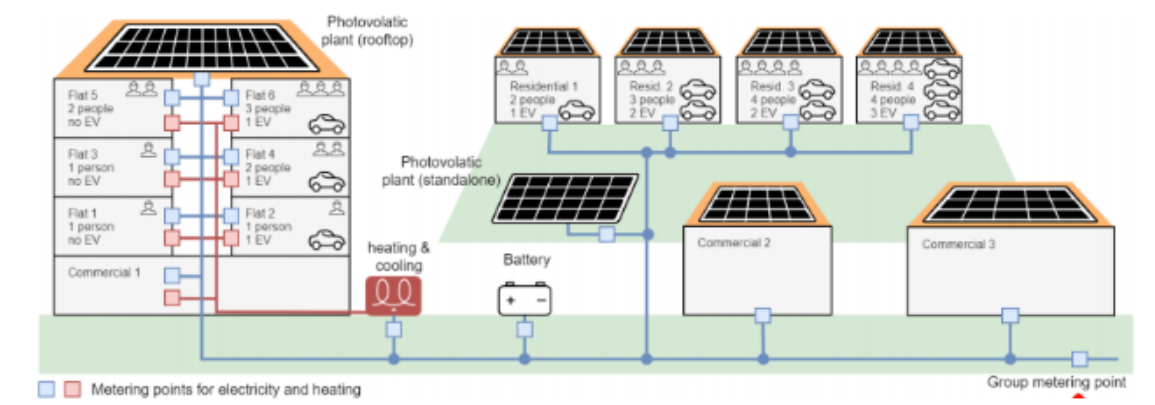
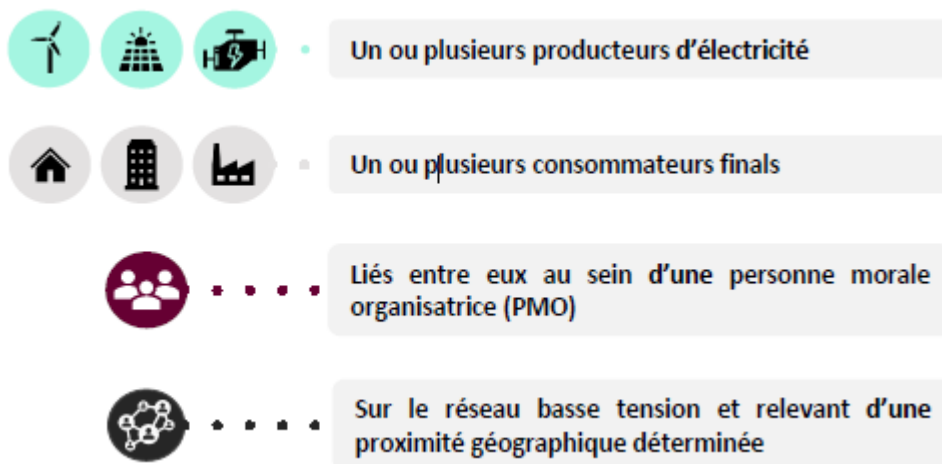


Figure 29 : schéma de principe de l'autoconsommation photovoltaïque collective

❖ Définition de l'autoconsommation collective (ACC)

L'autoconsommation collective (ACC) est définie dans l'article L.315-2 du Code de l'Energie. Elle permet une fourniture d'électricité entre :



Le principe de l'autoconsommation collective, introduit dans la législation française en 2016, est donc de mettre à disposition une ou plusieurs sources de production locale directement auprès de plusieurs consommateurs finaux.

L'autoconsommation collective diffère de l'autoconsommation individuelle car la production locale autoconsommée passe par le réseau public de distribution. Sa mise en œuvre nécessite un calcul par le gestionnaire du réseau de distribution à partir des clés de répartition définies dans la convention d'autoconsommation collective signée avec la PMO et des courbes de charge relevées par les compteurs communicants.

6.2.8 Bilan du potentiel de mutualisation

Type d'énergie	Usages et besoins	Sources à valoriser	Echelles de mutualisation
Electricité	Importants à très important	Solaire photovoltaïque	Bâtiment/Parcelle/ZAC
	❖ Usages spécifiques de l'électricité ❖ Eclairages des bâtiments ❖ Eventuels processus industriels dont moteurs	Cogénération	Bâtiment/Parcelle/ZAC
Thermique, calories	Importants	Géothermies sur sondes	Bâtiment/Parcelle/ZAC
	Chauffage des bâtiments Eventuels processus industriels	Biomasse à granulés et plaquette Energie fatale produite par les processus industriels	ZAC Bâtiment/Parcelle/ZAC
Thermique Frigorie	Moyens	Géothermie sur sondes	
	Rafrachissement des bâtiments Eventuels processus industriels	Energie fatale	

Tableau 8 : Bilan de la mutualisation

Cette étude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables a donc permis de conclure sur les solutions techniques les plus appropriées afin de développer les énergies renouvelables sur la ZAC, en prenant en compte le type d'activités futures, le phasage futur de l'aménagement et les difficultés de mutualisation des sources de production d'énergie sur ce type de projet.

6.3 Comparaison et sélection d'ENR

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

Ressource énergétique	Type d'énergie fournie	Gisement exploitable	Potentiel de la ressource
Biomasse (hors bois énergie)	C+E	Substituable à une énergie fossile. Différentes natures de matières valorisables Digestat valorisé en fertilisant	Saisonnalité des apports Pas de projet de biomasse à proximité de la zone
Hydraulique	E	Pas de cours d'eau	Indisponible
Eolienne	E	Inexistant	Potentiel inexistant
Bois- Energie	C	Développement de la fière locale	Logistique d'approvisionnement locale existant
Solaire Photovoltaïque	E	Potentiel moyen	Exploitation sur grande surface toiture
Solaire Thermique	C	Potentiel moyen	Utilisation adaptée pour les besoins du bâtiment dédié au loisirs
Aérothermie	E	Impact écologique faible Disponibilité	Performances moyennes à faibles température antérieure
Géothermie	C + F	Potentiel important	L'exploitation du potentiel est intéressante sous réserve de l'avis d'un expert
Opportunité de raccordement à réseau de chaleur	C	Inexistant	Potentiel inexploitable
Création d'un micro-réseau de chaleur	C	La densité énergétique du réseau supérieure à 1 MWh/m	Potentiel à approfondir
Energie de récupération	C	Pas de potentiel à proximité	Potentiel inexploitable
Opportunité réseau Smart grid	E	Potentiel existant si développement photovoltaïque	Potentiel à approfondir (modélisation de la courbe de charge et stratégie de couverture des ENR)

7. ANALYSES DES POTENTIELS ENERGIES RENOUVELABLES ADAPTEES AU SITE

Dans cette partie de l'étude, nous allons maintenant nous intéresser à l'aspect technologique en nous concentrant sur les systèmes de production d'énergie thermique ou électrique pouvant assurer les besoins énergétiques de la future zone d'activités à partir des énergies renouvelables. Nous ne reviendrons donc pas sur les procédés passifs ou de récupération.

Le but est de développer une première analyse quant à la fiabilité des systèmes et à leur pertinence technico-économique dans le cadre de la zone d'activité.

7.1 Génération décentralisée d'électricité par effet photovoltaïque intégré au bâtiment

7.1.1 Les principes du photovoltaïque

L'énergie solaire photovoltaïque est une solution de production d'énergie électrique décentralisée qui peut être avantageusement étudiée lors de la construction de bâtiments neufs.

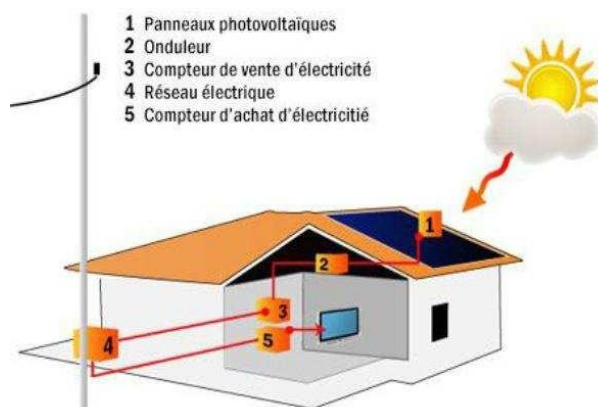


Figure 30 : Schéma simplifié d'une installation photovoltaïque en vente totale

Les panneaux solaires sont constitués de silicium et transforment la lumière en courant électrique continu (DC). Or, le réseau fonctionne en courant alternatif (AC). L'installation comporte donc un convertisseur qui assure la conversion DC/AC, c'est l'onduleur.

Les systèmes solaires photovoltaïques convertiront en électricité entre 6% de l'irradiation pour les cellules PV à couche mince et 21% pour les cellules cristallines. A cela, s'ajoutent le rendement de l'onduleur, les pertes dues aux câbles et au mode d'intégration voire le rendement de la batterie. Ainsi, l'étude doit être optimale pour rentabiliser ce genre de systèmes dans notre région à faible potentiel solaire.

Diverses solutions techniques peuvent être envisagées sur les bâtiments de la future zone d'activité, selon leur configuration et l'architecture des constructions.

L'énergie produite est alors soit consommée pour couvrir les besoins du bâtiment soit injectée et revendue sur le réseau de distribution.

Trois types de technologies existent avec des rendements et domaines d'applications variables :

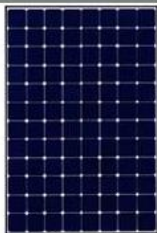
Technologies et rendement		
Monocristallin		Rendement : 13 à 18%
Polycristallin		Rendement : 11 à 15%
Amorphe		Rendement : 5 à 8%

Figure 31: Type de panneau photovoltaïque

7.1.2 Le gisement potentiel sur la future zone

Une première approche de l'estimation du gisement peut se calculer de la façon suivante :

PA, production annuelle : $PA = E \times R \times Sc$

R, rendement moyen d'un capteur solaire photovoltaïque poly cristallin fixe et onduleur : 10 %

E, ensoleillement annuel : 1 005 kWh/m² (configuration de panneaux optimale)

Sc, surface de capteurs solaires :

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

→ Il a été appliqué un facteur de diminution de 30% sur l'estimation des surfaces de toiture par rapport aux surfaces de plancher pour prendre en compte l'encombrement.

En tenant compte de ces restrictions et à partir des surfaces de plancher envisagées, la surface totale exploitable serait d'environ 45 867 m², soit un potentiel de surface installée de capteurs solaires photovoltaïques d'environ 32 106 m² en considérant l'encombrement et le cheminement technique nécessaire en toiture.

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

Si l'ensemble des surfaces potentielles exploitables sont valorisées, la production annuelle photovoltaïque est estimée à 3226 MWh/an.

Les besoins annuels en électricité étant estimés à 3 657 MWh/an, le potentiel technique photovoltaïque représente un taux de couverture de 88 % des besoins.

Rappelons que dans le cadre de la réglementation récente des bâtiments de plus de 1000 m2 devront couvrir 30 % de leur toiture de panneau photovoltaïque.

Pour l'étude nous prenons 70% de la surface des toitures des bâtiments qui correspondent aux attentes de la réglementation pour les bâtiments de plus de 1000 m2.

	Bâtiment Zone 1	Bâtiment Zone 2	Bâtiment Zone 3	Bâtiment Zone 4	Bâtiment Zone 5	Total
Surface Plancher en m2	6 117	27 141	3 187	3 300	6 123	45 867
Hyp : 70% de la surface en m2	4 280	19 000	2 230	2 310	4280	32 100
Puissance en KWc	611	2 710	318	330	611	4 500
Production d'énergie photovoltaïques	430 MWh	1909 MWh	224 MWh	232 MWh	430 MWh	3 226 MWh
Besoin énergétique En MWh/h	337	2 299	270	280	472	3657
Taux de couverture des besoins électrique	127 %	83 %	82 %	82 %	91 %	88 %

7.1.3 Cout globale de la technologie

Puissance	Moyennes Toitures 36- 100 KWc	Grandes toitures 100-500 KWc	Grandes toitures 500 KWc-2.5 KWc
Type d'installation	Neuf		
Caractéristiques techniques			
Facteur de charge (%)	11.4	11.4	11.4
Durée de fonctionnement (année)	25	25	25
Taux d'actualisation (%)	3	3	3
Fiscalité (en Euros)		8.2	8.0

/kWc/an)				
Coûts				
Investissements (en Euros/kW)	1111	1261	1190	1080
Exploitation (en Euros/KW/an)	23	26	16.5	15.1
Coût de production (en euros/MWH)				
LCOE	91	103	97	89
Coût CAPEX	67	77	72	66
Coût OPEX	23	26	25	23

7.1.4 Les modes d'exploitation de l'électricité photovoltaïque produit

❖ VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ PRODUITE

Les sources de revenus de l'exploitant PV sont généralement restreintes au tarif d'achat, mais tendent à se diversifier avec l'ouverture à la vente sur le marché :

❖ tarif d'achat pour les système de puissance inférieure à 500 kW,

Vente directe sur le marché de l'électricité pour les systèmes de puissance supérieure à 500 kW (tarif variable en fonction des jours et des heures de l'année, ou tarif fixe négocié avec son fournisseur/son agrégateur), complément de rémunération pour les systèmes de puissance supérieure à 500 kW (vient compléter les revenus de la vente sur le marché pour que le tarif moyen perçu par le producteur soit égal au tarif de référence demandé lors de sa candidature),

Vente sur le marché de capacité pour les systèmes de puissance supérieure à 500 kW (les capacités valorisables sont toutefois faibles en solaire, étant donné que la production est tributaire des heures solaires).

Les recettes seront directement proportionnelles au nombre de kWh injectés sur le réseau électrique et comptabilisées par le compteur électrique. Vous trouverez plus d'informations sur la facturation dans l'article Vente de l'électricité

❖ AUTOCONSOMMATION TOTALE SANS INJECTION

Autoconsommation totale

Autoconsommation totale sans injection

On parle d'autoconsommation totale lorsque l'installation est raccordée sur une installation de consommation, elle-même raccordée au réseau, et que le producteur s'engage à ne rien injecter sur le réseau public.

❖ Autoconsommation et revente excédent

AUTOCONSOMMATION PARTIELLE AVEC INJECTION DU SURPLUS (AVEC OU SANS VENTE)

Vente du surplus de la production

Dans le cas de l'injection du surplus (avec ou sans vente), l'installation est raccordée au réseau avec un seul compteur Linky qui permet de compter dans les deux sens (production et consommation).

L'électricité est :

Soit consommée instantanément par le producteur

Soit injectée sur le réseau pour être : vendue ou cédée sans rémunération au gestionnaire de réseau, ce qui est autorisé pour les installations inférieures ou égales à 3 kW.

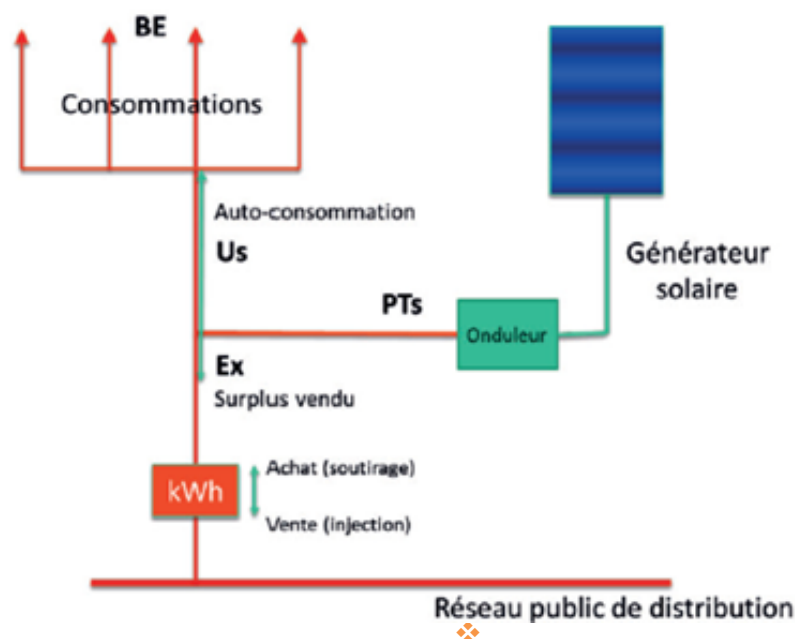
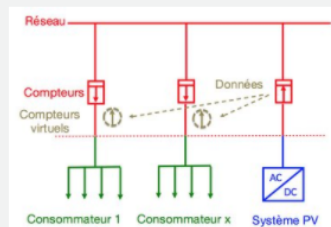


Figure 32: Schéma de principes photovoltaïque de l'autoconsommation avec injection du surplus dans le réseau

Autoconsommation collective

QUELLE DIFFÉRENCE PAR RAPPORT À L'AUTOCONSOMMATION INDIVIDUELLE ? À LA VENTE TOTALE ?

Cette question peut être illustrée par un exemple, celui d'une copropriété souhaitant valoriser sa production photovoltaïque. Trois possibilités s'offrent à elle :



Exemple d'un schéma d'autoconsommation collective en injection de la totalité ©Source Hespul

1. **La vente totale** : L'installation photovoltaïque est directement raccordée au réseau public d'électricité. L'ensemble de la production est vendue à l'acheteur obligé et les bénéfices sont répartis entre les copropriétaires. Ce mode de valorisation est éligible aux [aides de l'État](#).
2. **L'autoconsommation individuelle** : L'installation photovoltaïque est divisée en sous-systèmes qui sont raccordés aux points de livraison de chaque logement. Les co-proprétaires bénéficient d'une réduction de leur facture d'électricité sur la part autoconsommée. Ce mode valorisation est éligible aux [aides de l'État](#) et l'opération est [exonérée de taxe et de CSPE](#). Toutefois, cette solution reste complexe du fait du nombre de câbles nécessaires et le surcoût à l'investissement peut atteindre 30 %.
3. **L'autoconsommation collective** : Pour éviter le surcoût à l'investissement de la 2^e option, l'installation peut être raccordée directement au réseau comme en vente totale. Physiquement, les électrons se déplaçant du lieu de production vers le lieu de consommation le plus proche, l'électricité produite est consommée au même endroit que dans le cas n°2. Toutefois, à la différence du cas vente totale, la production est directement vendue ou cédée aux différents co-proprétaires. L'échange est considéré comme une vente d'énergie et non pas comme une économie d'énergie, il est donc soumis à la TVA, à la CSPE, à la TCFE et au TURPE (voir la page ["Modèle économique"](#)).

7.1.5 Principes retenues dans le cadre de l'étude

L'installation de panneaux photovoltaïques pourrait être envisagée afin de produire de l'énergie électrique localement, et de revendre la production à EDF qui a obligation d'achat pendant les 20 premières années. Cependant, ce tarif d'achat est en baisse constante et n'est plus toujours avantageux selon les types d'intégration.

Qui plus est, les nouveaux décrets vont plutôt dans le sens d'un nouveau modèle photovoltaïque en autoconsommation. C'est donc cette application qui sera développée par la suite.

En effet, l'objectif est bien de répondre à des besoins d'électricité des bâtiments de la future zone d'activité.

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

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

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

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

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

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

Au regard de la faible rémunération de l'énergie excédentaire non consommée et injectée sur le réseau, il faut maximiser le taux d'autoconsommation (= part de la production consommée sur site par rapport à la production totale) pour obtenir le coût de revient le plus faible. On cherchera néanmoins à obtenir un taux d'autoproduction significatif (= part de la production autoconsommée par rapport à la consommation totale).

Pour dimensionner l'installation, il est donc nécessaire d'estimer précisément les consommations électriques et le profil journalier de la courbe de charge afin d'analyser la concordance entre production et consommation. Ce dimensionnement passe également par une phase d'optimisation grâce : au décalage des habitudes de consommation, au pilotage des appareils électriques ou au stockage de l'électricité produite en excédent dans des batteries afin de la réutiliser plus tard lors des périodes de déficit.

Ainsi, dans le cas des secteurs industriels et tertiaires, la concordance des activités avec les périodes de production photovoltaïque peut permettre d'obtenir des taux d'autoconsommation assez élevés. Dans le cas des bâtiments de bureaux, le taux d'autoconsommation peut varier de 50% à 100% suivant l'efficacité énergétique du bâtiment (les bâtiments à énergie positive présenteront par définition une consommation de base très faible) ou le dimensionnement des installations (des installations surdimensionnées peuvent engendrer des pointes d'injection importantes les jours de faible activité pour lesquels la consommation

de base est inférieure à la production photovoltaïque).

L'autoconsommation de l'électricité s'envisage de plus en plus à l'échelle du quartier, voire du territoire. De nombreux projets d'écoquartiers voient le jour et prévoient la production diffuse d'énergies renouvelables, partagées entre les divers bâtiments grâce à un réseau électrique et un réseau de chaleur local. Cela permet de tirer profit des avantages de chaque bâtiment en termes d'exposition au soleil ou de surface disponible. Le foisonnement des productions et des consommations à l'échelle d'un quartier ou d'un territoire permet d'envisager le développement de l'autonomie énergétique des quartiers ou des territoires par l'utilisation des énergies renouvelables.

Outre ces aspects, l'autoconsommation contribue à la sobriété énergétique en réduisant au minimum les pertes en ligne dues au transport de l'électricité. Elle permet aussi de soulager le réseau électrique en limitant les pointes de production et de s'affranchir autant que possible de l'évolution des prix de l'électricité.

Pour la suite de l'étude, nous allons surtout regarder la solution de l'autoconsommation sur le site et notamment sur l'autoconsommation collective. Cette hypothèse de travail est en cohérence avec le travail effectué avec les services sur l'ensemble du fond dans le cadre du partenariat rev'3 avec la région Haut de France.

7.1.6 Etude Autoconsommation photovoltaïque collective à l'échelle de la future zone

Dans ce cas de figure nous considérons que l'ensemble des bâtiments serait équipé de panneaux photovoltaïques à hauteur de 30% (pour être conforme à la nouvelle réglementation) qu'il autoconsommerait sur place soit pour leurs propres besoins soit pour les besoins des bâtiments de la zone. L'excédent serait injecté dans le réseau ou par la suite pourrait être distribué à une entreprise du fond Squin A.

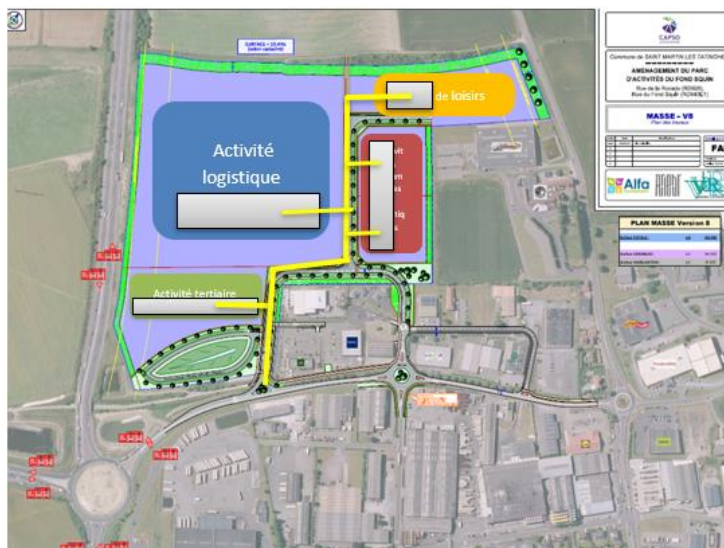


Figure 33 : Schéma Centrale photovoltaïque sur le fond Squin

Estimation approximative du gisement

Une première approche de l'estimation du gisement peut se calculer de la façon suivante :

PA, production annuelle : $PA = E \times R \times Sc$

R, rendement moyen d'un capteur solaire photovoltaïque poly cristallin fixe et onduleur : 10 %

E, ensoleillement annuel : 1 005 kWh/m² (configuration de panneaux optimale)

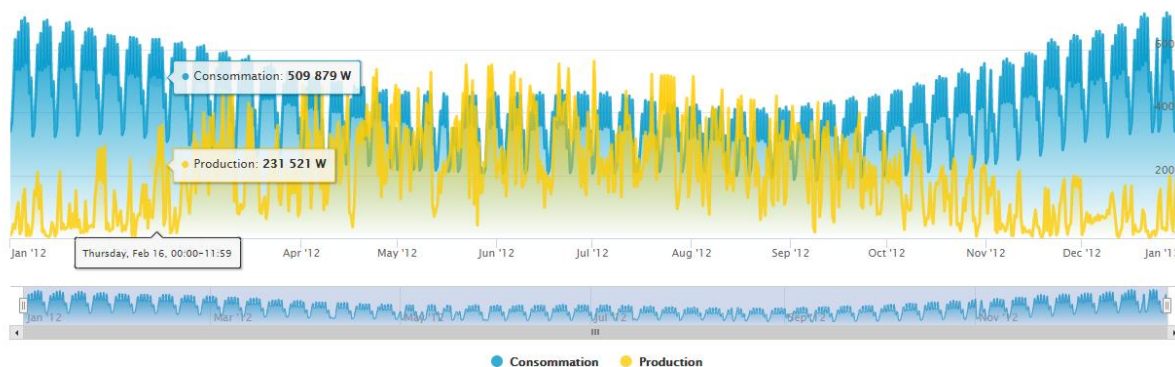
Sc, surface de capteurs solaires : Pour l'étude nous prenons 30% de la surface des toitures des bâtiments qui correspondent aux attentes de la réglementation pour les bâtiments de plus de 1000 m².

Le tableau ci-dessous indique le taux de couverture de la production par rapport aux besoins

	Bâtiment Zone 1	Bâtiment Zone 2	Bâtiment Zone 3	Bâtiment Zone 4	Bâtiment Zone 5	Total
Surface Plancher en m2	6 117	27 141	3 187	3 300	6 123	45 867
Hyp : 30% de la surface en m2	1 830	8 140	956	990	1 836	13 760
Puissance de la centrale en KWc	262	1 160	135	140	260	1957
Production d'énergie photovoltaïques	235 MWh	1 057 MWh	124 MWh	129 MWh	234MWh	1779MWh
Besoin énergétique En MWh/h	337	2 299	270	280	472	3657
Taux de couverture des besoins électrique	70%	46%	46%	46%	49.5%	48.6 %

Tableau 9 : Taux de couverture en photovoltaïque des besoins électriques

Comme le montre le tableau ci-dessus, globalement l'équipement de 30 % des toitures permet globalement de couvrir 48 % des besoins électriques de la zone. Néanmoins cette approche macro du taux de couverture des besoins ne correspond pas tout à fait à la réalité puisque comme le montre le profil ci-dessous, il arrive à un moment de la journée ou la production est supérieur au besoin réel.

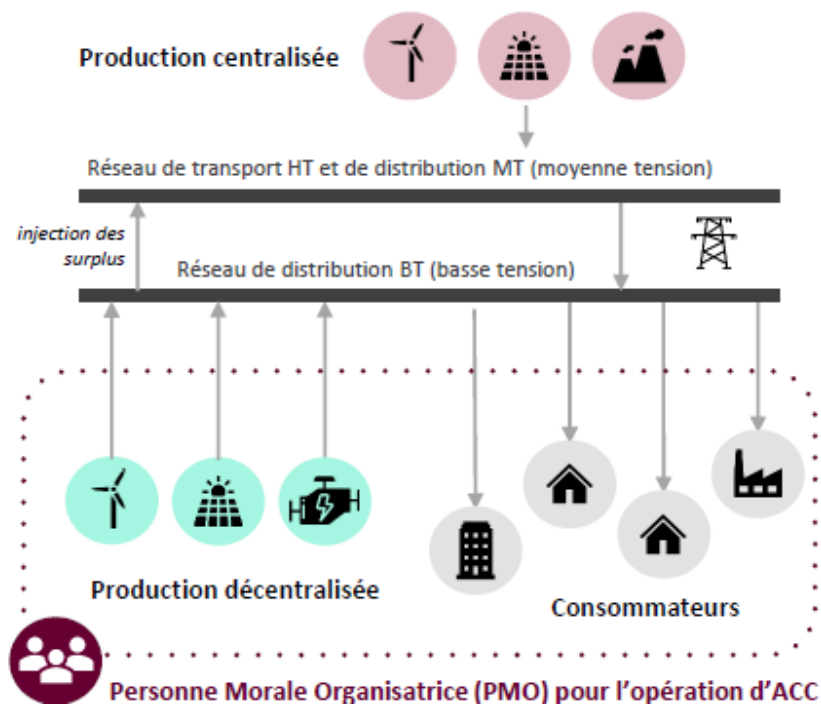


❖ Synthèse de l'autoconsommation à l'échelle de la future zone

Rappel des enjeux énergétiques		
Besoin en électricité : 3657 MWh /an		
Descriptif du projet		
Installation de panneaux permettant de produire de l'électricité en autoconsommation sur le site		
Surface de toitures valorisables PV :	13 760 m2	
Production annuelle totale d'électricité :	1 778 M Wh/an	
Contraintes d'intégration architecturale :	aucune	
Technologie proposée :	Procédé SMAC avec modules cristallins	
Dimensionnement technique (en première approche)		
Puissance crête :	1.8 MWc	
Production annuelle totale d'électricité :	1779 MWh	
Taux d'autoconsommation :	68%	
Taux de couverture des besoins (hors chauffage et ECS) :	34%	
Durée de vie du système :	20 ans	
Emission de CO2 évités en tCO2/an :	55 tCO2	
Dimensionnement économique (en première approche)		
	Unité	Photovoltaïque
CAPEX	En Euros HT	2 160 000 Euros
OPEX	Frais de maintenance	216 000 Euros
	Recettes à la revente	0
	Total	216 000 Euros
Temps de retour sur investissement	Années	12 ans

7.1.7 Montages opérationnels d'une centrale photovoltaïque collective

❖ Schéma de principe d'une opération



L'autoconsommation collective répond à plusieurs enjeux sociétaux dans le cadre de la transition énergétique en encourageant une production locale et renouvelable et l'implication du consommateur, devenu un « consom'acteur ». Sa mise en œuvre engendre toutefois une certaine complexité et impacte la chaîne de valeur traditionnelle.

❖ Rôles de la Personne Morale Organisatrice (PMO)



Regrouper et faire le lien entre les producteurs et les consommateurs



Signer une convention d'autoconsommation avec Enedis



Déterminer les clés de répartition de l'électricité produite entre les consommateurs et les transmettre à Enedis

❖ La répartition de la production

Le gestionnaire de réseau de distribution analyse à chaque pas de temps de mesure (30 minutes) la production totale (somme des productions) et la consommation totale de l'opération et évalue :

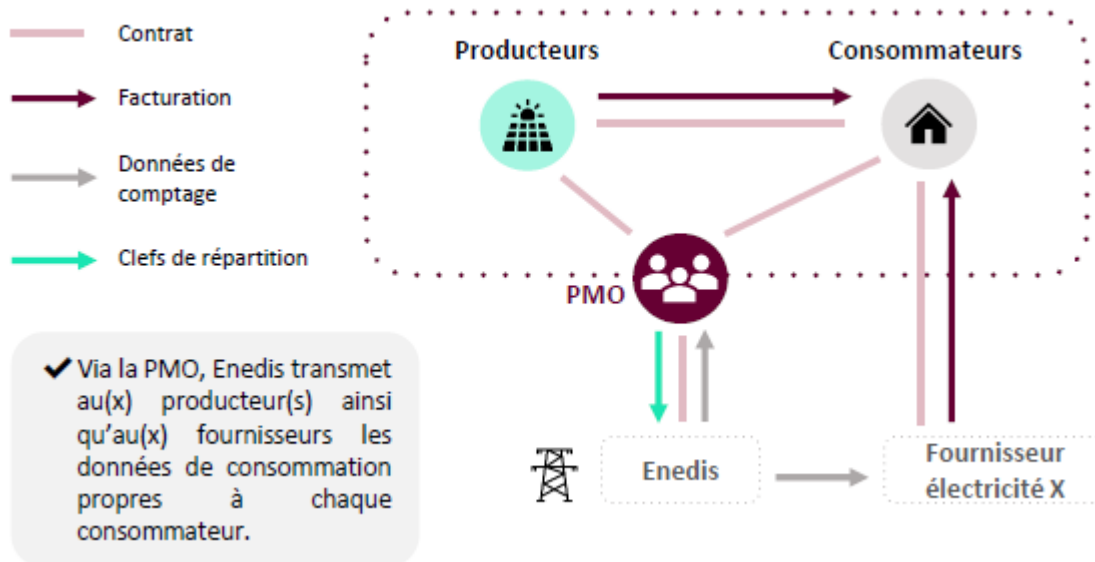


- La part de production autoconsommée dans le cadre de l'opération ;
- La part de production non consommée et donc en surplus.

La part autoconsommée est répartie à chaque consommateur selon la clé de répartition déterminée par la PMO et transmise au gestionnaire de réseau. La PMO peut opter pour une clé de répartition fixe ou dynamique.

Le surplus de production doit être rattaché à un périmètre d'équilibre et peut être vendu dans le cadre d'une vente sur le marché ou d'un contrat de gré-à-gré. A date, il ne bénéficie pas d'un dispositif de soutien.

❖ Schéma de principe des échange contractuels, financiers et opérationnels



❖ Différentes formes juridiques envisageables

Le Code de l'Energie ne donne aucune recommandation quant à la forme juridique de la PMO. Les retours d'expérience des opérations déployées présentent des PMO aux structures variées :



❖ Les Recettes

Le tableau ci-dessous reprend les recettes liées à la revente du surplus d'énergie. Si l'on prend l'ensemble de la centrale photovoltaïque, la revente du surplus d'électricité ne rapporte aucune de recette de revente car elle rentre dans la catégorie des centrales supérieures à 100 KWc.

AUTOCONSUMMATION AVEC VENTE DU SURPLUS

Voici la grille tarifaire de l'autoconsommation avec vente du surplus, publiée sur [le site internet de la CRE](#) :

Tarif d'achat et prime en vente du surplus						
TYPE DE TARIF	TYPE DE L'INSTALLATION	PUISSANCE TOTALE (P+Q)	PRIME A L'INVESTISSEMENT (€/Wc) DU 01/10/20 AU 25/10/20*	PRIME A L'INVESTISSEMENT (€/Wc) DU 01/10/20 AU 31/12/20*	PRIME A L'INVESTISSEMENT (€/Wc) DU 01/01/2021 AU 30/06/21	REMUNERATION DE L'ENERGIE INJECTEE (€/KWH)
			CAS A **	CAS B **		
			(ANCIENNES MODALITES)	(NOUVELLES MODALITES)		
Prime dit Pa	Sur bâtiment	≤3 kWc	0,38	0,38	0,38	10
	et respectant les critères	≤9 kWc	0,29	0,28	0,28	10
	général	≤36 kWc	0,16	0,17	0,16	6
Prime dit Pb	d'implantation	≤100 kWc	0,08	0,08	0,08	6
		>100 kWc	0	0	0	0
-	au sol	-	0	0	0	0

*Les montants des primes actualisées sont publiés sur le site internet de la CRE dans un délai compris entre un et deux mois après le début de chaque trimestre. En attendant la publication des primes mises à jour, les primes applicables au précédent trimestre peuvent servir d'estimation.

**L'arrêté du 23 octobre 2020 a modifié les modalités de calcul des coefficients de dégressivité. Les valeurs des primes et tarifs sont définies pour ce quatrième trimestre de 2020, en fonction de chacun des deux cas suivants :

- Cas A : l'ensemble des installations ayant procédé à leur demande complète de raccordement entre le 1er octobre et le 25 octobre 2020, et n'ayant pas demandé à bénéficier des tarifs et primes calculés en fonction des nouvelles modalités de dégressivité définies dans l'arrêté du 23 octobre 2020. Dans ce cas de figure, les coefficients de dégressivité utilisés correspondent aux valeurs calculées par la CRE dans sa délibération du 23 juillet 2020, soit S13 = 0,005 et V13 = 0,072 ;
- Cas B : l'ensemble des installations ayant procédé à leur demande complète de raccordement entre le 26 octobre et le 31 décembre 2020, ainsi que l'ensemble des installations dont la demande complète de raccordement a été effectuée entre le 1er octobre et le 25 octobre 2020 et ayant demandé à leur cocontractant de bénéficier des tarifs et primes calculés à partir des nouvelles modalités de dégressivité définies dans l'arrêté du 23 octobre 2020

Subventions :

En plus des avantages du nouvel arrêté tarifaire, il existe deux autres subventions :

Une subvention de la région, à hauteur de 30% de l'investissement et 50% sur les études et qui concerne les installations dont la puissance crête est comprise entre 10 et 250 kWc.

Elle impose un taux d'autoconsommation supérieur ou égal à 80%.

Un appel d'offres de la CRE pour des puissances plus élevées (de 100 à 500 kWc) se présentant sous la forme d'un complément de rémunération. Il impose un taux d'autoconsommation supérieur ou égal à 50%.

En incluant ces subventions aux calculs économiques, on peut arriver à des prix de revient inférieurs à 0,1

Recommandations : nous préconisons l'installation de capteurs photovoltaïques en toiture des bâtiments, fonctionnant en autoconsommation avec vente du surplus. Il sera judicieux de chercher à maximiser le taux d'autoconsommation photovoltaïque en mutualisant les productions/consommations de plusieurs bâtiments.

Ce type d'installation demande une étude de faisabilité poussée pour s'assurer de la concordance entre consommation et production.

Pour cela, une étude de faisabilité sera nécessaire afin de dimensionner la centrale photovoltaïque collective en fonction des besoins des bâtiments afin d'obtenir un taux d'autoconsommation supérieur à 80%. Lorsque le programme sera plus abouti il sera nécessaire de définir le profil de charge de chaque bâtiment.

7.2 Génération de la chaleur à partir de la ressource solaire (Thermique)

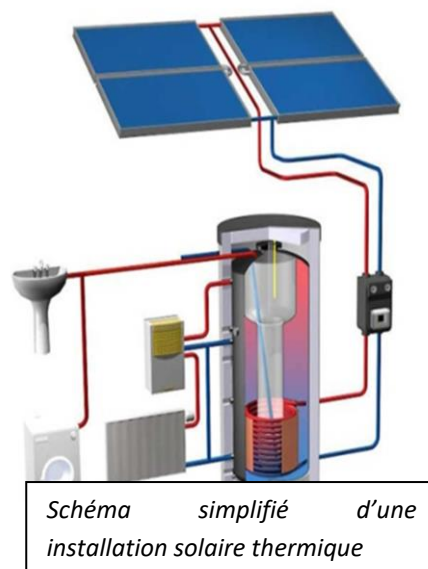
Nous menons une réflexion sur les systèmes et donc sur le solaire actif. Le solaire passif relève de la conception architecturale.

7.2.1 Généralité sur le solaire thermique

L'énergie solaire est une énergie gratuite, abondante et renouvelable. C'est l'énergie renouvelable de prédilection pour la production d'énergie thermique, notamment celle à basse température. Un rayonnement global d'environ 1025 kWh/m² irradie Saint Martin les Tatinghem chaque année. Une installation solaire thermique permet de transformer 30 à 70% du rayonnement global (direct + diffus) en chaleur. Ce rendement permet une couverture gratuite de l'ordre de 50% des besoins d'eau chaude sanitaire, le complément étant assuré par une résistance électrique ou le système de chauffage. Une chaudière gaz condensation peut alors couplée au ballonsolaire.

Une installation solaire comprend les éléments suivants :

- Un réseau de capteurs solaires qui permet de transférer l'énergie solaire au fluide qui le traverse au moyen de l'absorbeur
- Le circuit primaire qui permet de transporter et de transférer l'énergie solaire vers l'eau à travers un échangeur externe ou interne selon le type d'installation (individuelle ou collective)
- Le ballon de stockage solaire qui permet d'accumuler l'eau chaude pour une utilisation ultérieure et notamment nocturne
- Différents organes en fonction des systèmes : circulateurs primaires et secondaires, régulateurs, sondes, etc.



7.2.2 Gisements :

L'énergie solaire thermique peut être utilisée sans restriction particulière, autant dans le tertiaire que dans l'industrie.

La zone d'activité étant principalement destinée à des activités de logistiques, bureaux et d'artisans, peu gourmandes en ECS, le solaire thermique n'est pas forcément le plus pertinent puisque des besoins de chauffage et d'électricité prédominent dans la plupart des activités de la zone.

Ces activités pressenties de la zone d'activité ne sont pas aussi gourmandes en eau chaude sanitaire que ne l'aurait été des logements. Le solaire thermique est généralement utilisée pour la production d'eau chaude sanitaire mais il est important de rappeler que les systèmes solaires thermiques peuvent également être combinés (SSC) à la production du chauffage.

Néanmoins les besoins en eau chaude sanitaire sont estimés à 770 MWh/ an dont 61 % des besoins proviennent de l'activité de loisirs.

Si l'activité de loisir pressentie se confirme, celle-ci pourrait avoir un intérêt à ce genre de solution au vu de ses forts besoins en eau chaude sanitaire. A cela il convient d'y associer le projet d'Hôtel ou là également pour ce type de projet, il serait intéressant d'y associer un réseau de chaleur.

A titre informatif, le solaire thermique peut aussi alimenter un réseau de chaleur ou permettre du stockage de chaleur inter saisonnier (dans des énormes ballons). La solution a fait ses preuves en France et en Europe. Le développement du solaire thermique pour alimenter les réseaux de chaleur se heurte encore à des obstacles, notamment d'ordre économique. Même s'il a fortement baissé depuis quelques années, le coût d'investissement encore onéreux entraîne des coûts de production au kWh plus élevés que les autres EnR. Le manque de place peut également être un handicap, l'implantation de centrales solaires thermiques et de systèmes de stockage nécessitant des espaces importants.

Le gisement solaire thermique est favorable avec une irradiation solaire estimée à 1175 kWh/m²/an. La productivité solaire annuelle minimale à atteindre pour une installation solaire thermique correctement dimensionnée est de 450 kWh/m²/an.

A titre d'exemple pour alimenter un ballon d'eau chaude de 300 l une installation solaire thermique implantée sur la zone d'étude (environ 7m² de capteurs plan inclinées à 45° et orientés plein sud) permet de couvrir 50% des besoins en eau chaude. La productivité obtenue est de 480 kWh/m²/an.

Pour la zone d'activité de la zone de loisir, il faudrait 1000 m² de capteurs pour couvrir 50% des besoins en eau chaude du bâtiment

7.2.3 Coût globale de la technologie

Le coût d'investissement d'une installation solaire varie selon la technologie choisie. En considérant le coût des travaux d'un chauffe-eau solaire collectif, le coût global s'élève (pour un bâtiment neuf) à :

- ❖ 1500 Euros HT/ m² pour une installation d'une taille inférieure à 50 m².
- ❖ 1 000 Euros HT/ m² pour une installation d'une taille inférieure à 100 m².
- ❖ 800 Euros HT/ m² pour une installation d'une taille supérieure à 100 m².

Pendant la phase d'exploitation, les coûts d'exploitation sont évalués à environ 500 Euros /an pour une installation de taille supérieure à 100 m²

Subventions :

Le solaire thermique est éligible au Fonds Chaleur de l'ADEME lorsque la surface de captage est supérieure à 25 m² utiles et que la productivité solaire est supérieure à 350 kWh/m²-an dans le Nord. Cette subvention couvre environ 50% de l'investissement et des frais d'études et permet de rendre la solution concurrentielle par rapport à d'autres techniques conventionnelles.

7.3 Génération de chaleur à partir de la ressource bois-énergie

Dans cette partie de l'étude, nous considérons uniquement la valorisation du bois soit le bois-énergie.

La filière bois-énergie se structure considérablement au fur et à mesure des projets biomasses qui se développent.

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

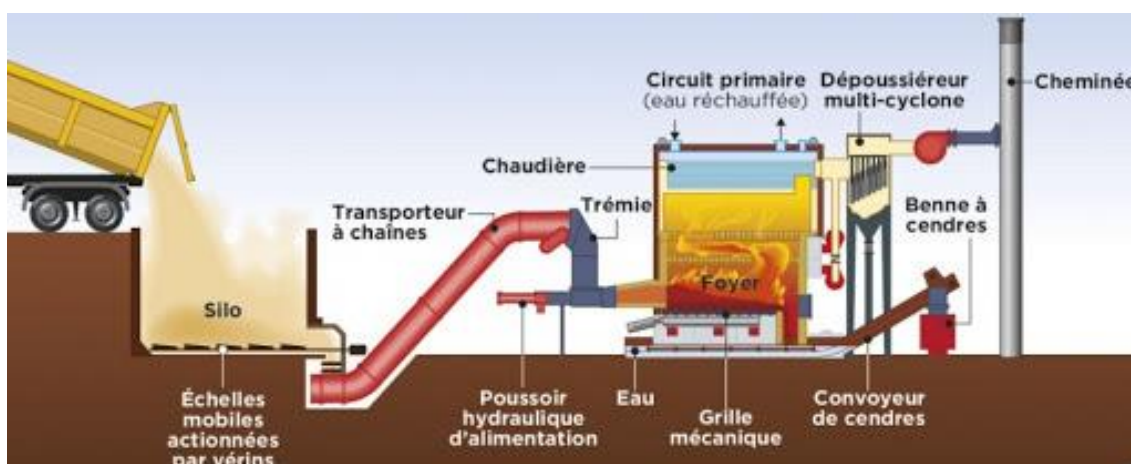


Figure 34: Schéma de principe d'une chaudière bois énergie collective

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

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

Une chaufferie bois énergie est un bâtiment dédié comportant une chaudière bois/biomasse dont la puissance est supérieure à 70 kWh généralement, et un silo de stockage du combustible bois (plaquettes ou granulés). Sous cette configuration, le transport du bois au foyer de la chaudière est automatique et régulé. Les produits de combustion sont évacués par un conduit de fumée. En revanche, cette solution demande un espace foncier supplémentaire pour l'installation de la (ou des) chaufferie(s) biomasse(s) (estimé à environ 700 m², le volume de stockage nécessaire étant d'environ et éventuellement la mise en place d'un réseau de chaleur à l'échelle de la zone si une solution de production de chaleur centralisée est retenue.

Le mode d'approvisionnement demande également plus d'organisation qu'un chauffage électrique par exemple. Le pouvoir calorifique des plaquettes forestières dépend majoritairement de son humidité. La valeur prise ici est une moyenne souvent donnée dans la littérature pour une humidité de 40%.

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

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

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

Deuxièmement, s'ajoute la problématique de l'espace nécessaire pour la mise en place des chaufferies

et pour le dépotage dans des conditions de sécurité satisfaisantes et le stockage. Cet aspect devra être vérifié une fois les plans d'implantations et les choix architecturaux aboutis. Dans le cas du projet de ZAE, le foncier disponible est suffisant pour envisager l'implantation d'une chaufferie biomasse, dans la mesure où cela ne met pas en péril le bilan de l'opération.

Troisièmement, la combustion de biomasse est émettrice de particules, ce qui impacte la qualité de l'air. Toutefois, le site n'est pas inclus dans la couronne d'une grande agglomération et cette problématique est aujourd'hui globalement maîtrisée, notamment sur les installations collectives et récentes. Compte-tenu de l'implantation du site, à distance des grandes agglomérations soumises à la pollution de l'air, et compte-tenu de son usage industriel, la nuisance générée reste acceptable sur ce type de projet.

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

7.3.1 Approvisionnement de la Zone :

Sur la base d'une consommation estimée pour le chauffage et l'ECS, le nombre de livraisons nécessaires en camions semi-remorques peut être évalué selon la méthode suivante :

C – consommation énergétique efficace annuelle pour le chauffage et l'ECS : 4 530 MWh/an

PC2 – pouvoir calorifique moyens des plaquettes forestières : 3 000 kWh/t

R – rendement moyen des installations de combustion : 80 %

Nt – nombre annuel de tonnes de plaquettes consommées : $Nt = C \times 1000 / PC / R = 1900$ tonnes/an

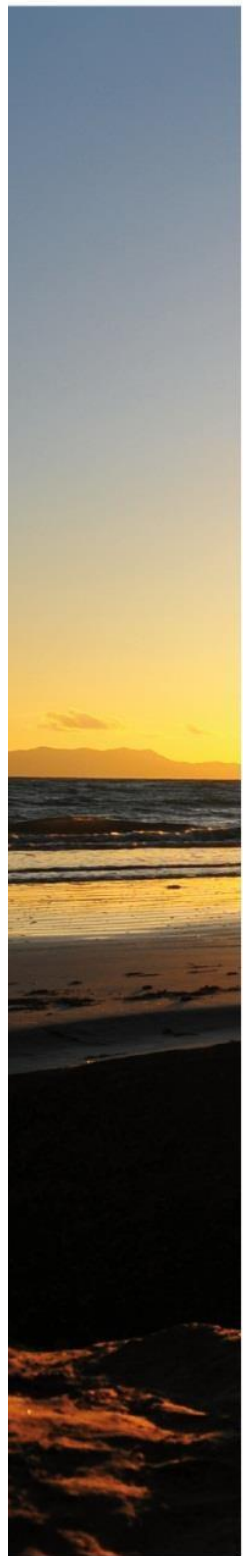
Ch – chargement moyen d'un camion semi-remorque : 25 tonnes

NR – nombre annuel de rotations : $NR = Nt / Ch = 76$ rotations/an

Ce schéma d'approvisionnement représente en termes de trafic près de 76 rotations par des camions semi-remorques principalement durant la période de chauffe.

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

Rappel des enjeux énergétiques				
Consommation estimée d'énergie en MWhep/an				
	Surface en m2	Besoin en chauffage	ECS	Total
Bâtiment Zone 1 Tertiaire	6729	87.5	20	107.5
Bâtiment Zone2 Activité logistique	29855	597	149	746
Bâtiment Zone 3 Activité artisanale	3505	70	17.5	87.5
Bâtiment Zone 4 Activité artisanale	3630	72.6	18	90.6



Bâtiment Zone 5	6735	134	471.5	605.5
Activité loisir				
Total	50458	961	676	1637
Descriptif du projet				
Le bois répond à la fois aux besoins d'ECS et aux besoins de chauffage				
Type de combustible :			Plaquettes forestières	
Coût du combustible :			33 Euros	
Nombre de jour de stockage :			5 Jours	
Taux de couverture considéré :			100%	
Dimensionnement technique (en première approche)				
Puissance de chaudière biomasse en KW th :			820	
Production annuelle totale de chaleur en MWh utiles :			1637	
Consommation de biomasse en tonnes/an :			1 900	
Volume de stockage nécessaire en m3 :				
Emprise au sol envisagé (hauteur de silo 4 m) en m2			35 m2	
Emission de GES évités en tCO2/an :			58 TCo2/an	
Dimensionnement économique (en première approche)				
	Unité		Bois-Energie	
CAPEX	En Euros HT		21 Euros /MWh	
OPEX	Frais de maintenance		24 Euros/MWh	
	Coût de combustible		33 Euros /MWh	
	LCOE Total		71 Euros /MWh	

Subventions :

Le bois énergie est éligible au Fonds Chaleur de l'ADEME lorsque la production de l'installation dépasse 100 TEP/an et qu'elle utilise des ressources conformes au cahier des charges (Exemples : pas de céréales destinées à la consommation, pas d'ordures ménagères...).

D'autres subventions sont mobilisables comme le FRATRI, anciennement FRAMEE

7.4 Génération de chaleur à partir de la géothermie

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

Pour rappel, la géothermie basse énergie comprend des consommations d'énergie fossile ou d'électricité du réseau (avec recours à une PAC dans le cas présent) afin couvrir de manière totale et en permanence les besoins de chaleur. Le contenu CO₂ de cette solution reste trois fois moins élevé qu'une solution classique de chauffage thermique. Il est également possible de recourir à des sondes géothermiques (fermées) verticales ou horizontales reliées à une Pompe à Chaleur (PAC), s'il s'avère que la nappe a sensiblement réduit sa capacité (débit insuffisant pour avoir une rentabilité satisfaisante). Cette technologie est plus coûteuse généralement, mais elle permet d'exploiter l'énergie du sol même en l'absence de nappe. Les sondes peuvent être placées horizontalement mais les sondes verticales semblent plus pertinentes pour réduire l'emprise au sol et éviter d'importants travaux de terrassement.

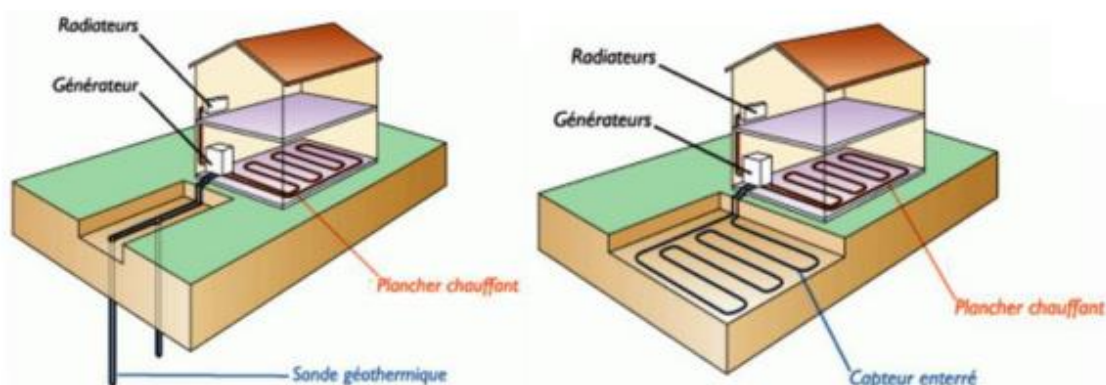


Figure 35 : Géothermie sur sondes verticales ou horizontales

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



Figure 36 : Schéma d'utilisation de pieux géothermiques verticaux dans les fondations du bâtiments

Dans le cas de pieux géothermiques intégrés aux fondations du bâtiment, la solution peut être économiquement très intéressante mais doit nécessiter d'être intégrée au plus tôt dans la conception du bâtiment (au niveau du dimensionnement des fondations). Les pieux peuvent alors être de profondeur variable en fonction de la configuration du bâtiment et de la nature du sol. Les parkings et espaces verts peuvent également être mis à contribution. Cette solution est beaucoup utilisée en Suisse, Allemagne et Suède. En France, elle a plus de mal à se développer à cause de la réglementation qui n'est plus adaptée aux besoins. En effet, elle est déterminée à partir d'un décret de 1979, imposant par exemple, des demandes d'autorisation pour des forages supérieurs à 100 m, pouvant fortement allonger les délais de réalisation. Un autre inconvénient est l'espace à fournir. L'espace entre chaque sonde doit être de 10 m. Il faut donc envisager d'utiliser les espaces ou parkings à proximité pour enfouir les sondes. Après vérification, le nombre de forages nécessaires par bâtiment peut se situer en sous-sol de bâtiment.

Les différents types de captage sont présentés en annexes. Certaines contraintes d'installation s'appliquent selon le type de captage. Les capteurs horizontaux exigent une grande superficie extérieure totalement disponible (en moyenne, deux fois la surface du bâtiment) ; les capteurs verticaux sont de mise en œuvre complexe et onéreuse.

La géothermie comporte également un procédé passif, le puits climatique. Il consiste à tempérer l'air extérieur alimentant un bâtiment, en utilisant l'inertie thermique du sol. L'air circule dans un conduit enterré qui, selon les saisons et les conditions climatiques, refroidit (puits provençal) ou préchauffe (puits canadien) le bâtiment. Ce dispositif peut être couplé à une VMC double flux. En profitant des terrassements au moment de la construction et bien dimensionné, le surcout de cette option est rentabilisable.

Le sous-sol présente aussi de bonnes caractéristiques pour l'implantation de champs de sondes verticales (profondeur 100/150m). Cependant cette solution est encore peu développée en hauts de France. De plus, comme la géothermie sur nappe, l'utilisation d'une PAC réversible permet également de couvrir les besoins de froid. La chaleur extraite des bâtiments sera restituée au sous-sol et permettra de limiter son appauvrissement. A ce stade d'avancement du projet, il n'est pas possible de déterminer la faisabilité technique de cette solution. Une étude approfondie devra être réalisée pour cet aménagement. Cette étude s'est concentrée sur une analyse technico-économique basée sur des valeurs moyennes issues des retours d'expérience de projets similaires.

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

Ces installations sont soumises à différentes réglementations : déclaration ou autorisation en fonction du type de forage, respect des lois sur l'eau, code de l'environnement et code minier.

7.4.1 Cout globale de la technologie

Type d'installation	Champs de sondes		Aquifères superficiels	
Production	Chaleur	Chaleur /Froid	Chaleur	Chaleur/froid
Caractéristiques techniques				
Facteur de charge (%)	20.2	22.9	27.8	24.5
COP	3.7 à 4.6	3.8 à 4.6	4 à 5	4.2 à 5.6
Taux d'actualisation (%)	3	3	3	3
Durée de vie	50 (forages) et 25 (PAC)	50 (forages) et 25 (PAC)	50 (forages) et 25 (PAC)	50 (forages) et 25 (PAC)
Coûts	1400 à 2000	1372 à 1985	735 à 1636	694 à 1530
Investissements (en Euros/kW)	996 à 1674 35	705 à 1338 35	281 à 882 50	241 à 913 50
Exploitation (en Euros/MWh/an)	123	123	123	123
Prix de l'électricité				
Coût de production (en euros/MWH)	100 à 133	89 à 119	94 à 140	88 à 141
LCOE	39 à 65	27 à 52	19 à 59	16 à 61
Coût CAPEX	35 à 35	35 à 35	50 à 50	50 à 50
Coût OPEX	26 à 33	27 à 52	25 à 31	22 à 30
Energie				

Subventions :

La géothermie est éligible au Fonds Chaleur de l'ADEME lorsque la production de l'installation dépasse 2 TEP ENR/an, le COP machine est supérieur ou égal à 3,7 et le nombre d'heures équivalentes de fonctionnement à Pnom est supérieur à 1000h/an (conditions pour les PAC sur champs de sondes). Cette subvention couvre environ 50% de l'investissement et des frais d'études et permet de rendre la solution concurrentielle par rapport à d'autres techniques conventionnelles.

8. ELABORATION DE SCENARII

8.1 Elaboration de scénarii intégrant les énergies renouvelables

Afin d'évaluer le potentiel en énergies renouvelables pour la future zone d'activité, nous proposons 2 scénarii mettant en œuvre des énergies renouvelables. Chacun d'entre eux est ensuite comparé à un scénario de référence n'utilisant que les énergies fossiles pour le chauffage et la production d'eau chaude.

8.1.1 Définition des scénarii d'approvisionnement

Au vu des potentiels présentés précédemment, les énergies mobilisables sont :

- Le solaire (photovoltaïque et thermique),
- La biomasse, à travers la mobilisation du bois-énergie,
- La géothermie et l'aérothermie par le biais de pompes à chaleur

8.1.2 Hypothèses générales

Le document « Coûts des énergies renouvelables et de récupération » édité par l'ADEME en 2019.

Le document « Comparatif des modes de chauffage & Prix de vente de la chaleur en 2017 » (AMORCE – Janvier 2019) a notamment été utilisé pour les hypothèses de coût. Une bibliographie enrichie est également utilisée pour les calculs.

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

Le parti a été pris dans l'étude de ne pas recalculer le Cep en fonction des énergies mises en place mais de la conserver au niveau de la RT2012- 20% (niveau de la RE2020), niveau plus exigeant. En effet, il est considéré que même s'il y a mise en place d'énergies renouvelables pour l'alimentation des bâtiments, ceux-ci ne doivent pas s'affranchir d'une bonne performance énergétique au niveau du bâti et des équipements internes.

Le tableau ci-dessous reprend les besoins énergétiques calculés selon les hypothèses repris dans l'article 4.2.

Type d'énergie	Besoin Total Energétique
Climatisation (froid)	1 029 MWh ep/an
Electricité	2 628 MWh ep/an
Thermique	1 907 MWh ep/an

❖ Hypothèses techniques

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

D'après les conclusions de l'étape précédente, deux scénarios principaux composés d'énergies renouvelables sont proposés :

Un scénario intégrant un taux d'énergies renouvelables correspondant à la réglementation à savoir le recouvrement de 30% de sa surface de panneau photovoltaïque et de 30% les besoins en Chaleur.

Un scénario maximisant le taux d'énergies renouvelable comprenant une solution de raccordement sur la mise en place d'un micro-réseau de chaleur bois-énergie pour le chauffage en appoint du solaire thermique pour la production d'eau chaude sanitaire et l'intégration d'une centrale photovoltaïque collective sur une partie des toitures des bâtiments ;

Afin d'évaluer le potentiel en énergies renouvelables, chacun d'entre eux est ensuite comparé à un scénario de référence (détaillé dans le chapitre suivant) n'utilisant que des énergies fossiles pour le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire (ECS) et fissiles pour les besoins électriques.

❖ Hypothèses économiques

Pour les hypothèses économiques de scénarii nous nous appuyerons sur les notions de CAPEX, OPEX et LCOE de chacune des filières.

« LCOE » est l'acronyme de « Levelized Cost Of Energy », soit en français le « coût actualisé de l'énergie ». Il correspond, pour une installation de production d'énergie donnée, à la somme des coûts actualisés de production d'énergie divisée par la quantité d'énergie produite, elle aussi actualisée. Il s'exprime typiquement en c€/kWh (ou autre monnaie) et est fréquemment employé dans le secteur électrique.

Calcul du LCOE

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

n la durée de vie du système
 C_t l'ensemble des coûts
 E_t la production nette d'énergie annuelle
 r le taux d'actualisation annuel

Le LCOE est une mesure du coût complet de production d'énergie pour un système donné. Il prend donc théoriquement en compte l'ensemble des coûts relatifs à une installation, et ce pour toute sa durée de vie. Dans la pratique, les coûts pris en compte se limitent la plupart du temps aux coûts :

- ❖ D'acquisition / construction / rénovation du système : investissements initiaux, remboursement d'emprunts et frais financiers ;
- ❖ D'opération et de maintenance, main d'œuvre et matériel ;
- ❖ D'achats de carburant (nuls dans le cas d'une énergie renouvelable, par exemple pour une éolienne).

Pour être exhaustif, il faudrait notamment rajouter à cette liste d'éventuels coûts de démantèlement ou la valeur résiduelle des installations à la fin de la durée de vie, un coût de la tonne de CO2 produite (si elle est monétisable sur un marché), etc.

Le LCOE est un ratio de coûts dits « actualisés ». L'actualisation permet d'évaluer un bien ou un service à différents moments du temps. Elle se calcule grâce à un pourcentage annuel appelé taux d'actualisation. Par exemple, dans le cas d'un taux d'actualisation de 10%, la promesse de disposer de 100€ dans un an n'a qu'une valeur de 90€ aujourd'hui. La différence vient de la « préférence nette » pour le présent (préférence de disposer de la somme à l'instant) et de l'aversion au risque.

Il est important de noter que le LCOE est une estimation et non pas un calcul de coût réel : il repose sur

des hypothèses et prévisions qui peuvent être plus ou moins « agressives » ou conservatrices selon les cas. Par exemple, les durées de vie utilisées dans les calculs de LCOE sont souvent de 20 ou 25 ans quand, dans la pratique, les installations sont souvent exploitées sur de plus longues périodes.

Le CAPEX ou dépenses d'investissement (de l'anglais capital expenditure): Les coûts de base représentent l'investissement initial d'une installation de production soit le coût d'investissement dans une centrale électrique sans tenir compte des coûts financiers (taux d'intérêts) ni de la structure de financement (fonds propres, (WACC) vs prêt). La notion de coût de construction est un concept commun dans l'économie de l'énergie.

L'OPEX ou dépenses d'exploitation (de l'anglais operational expenditure) sont les charges courantes pour exploiter un produit, une entreprise, ou un système.

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

Le taux d'actualisation appliqué est de 4%.

- Les calculs ne prennent pas en compte une actualisation des coûts de l'énergie, néanmoins le taux d'actualisation élevé retenu peut compenser en partie ce point. Par ailleurs, les évaluations proposées sont prudentes, et une inflation des coûts de l'énergie pourrait augmenter la rentabilité des investissements effectués dans les énergies renouvelables.

- L'hypothèse de coût de l'électricité du réseau est de 10 c€/kWh et du gaz de 7c€/kWh. Il n'est considéré aucun emprunt pour le calcul du temps de retour brut et du coût global actualisé.

- Enfin, les coûts globaux sont déterminés hors subventions possible

Le tableau ci-dessous reprend le CAPEX, l'OPEX et le LCOE de l'ensemble des filières reprises dans les scénarii

Filières	Coût d'investissements ou CAPEX (€/MWh)	Coût d'Exploitation où OPEX (en €/MWh) Plus coût de l'énergie	LCOE Ou Coût total (€/MWh)
Filière Gaz conventionnelle	12.5	99.5	112
Filière Electricité conventionnelle	15	54	69
Production Bois Energie	22	51	73
PV Surimposé (36 - 100 kWc)	77	26	103
PV surimposé supérieur à 100 kWc	72	25	97

Géothermie			
Sur nappe	38	79	114
Solaire thermique individuelle (CESI)	171	28	199

Tableau 10 : synthèse des coûts des différentes filières

❖ Hypothèses environnementales

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

Emissions de CO₂ bois-énergie – plaquettes forestières : 25 gCO₂/kWh

Emissions de CO₂ énergies fossiles classiques : 235 gCO₂/kWh

Emissions de CO₂ de l'électricité du réseau : 25 gCO₂/kWh (EDF 2015)

Emissions de CO₂ de l'électricité Panneau Photovoltaïque : 46 gCO₂/kWh

Emissions de CO₂ solaire thermique : 22 gCO₂/kWh

8.1.3 Scénario de référence : recours « aux énergies traditionnelles »

Le projet étant situé à proximité d'une zone d'activité existante, elle peut bénéficier des infrastructures du réseau gaz déjà en place pour la production le chauffage et d'eau chaude sanitaire et du réseau électrique pour les besoins des bâtiments.

Il est à noter que pour le réseau électrique, il sera nécessaire de créer une extension à partir du poste source situé à Longuenesse.

Consommations totales	5563 MWh/an	Mixe énergétique
Besoins électriques	3657 MWh/an	Réseau Electrique
Besoins thermiques	1905 MWh/an	Réseau Gaz

❖ Performances économiques :

Le document « Coûts des énergies renouvelables et de récupération » édité par l'ADEME en 2019, donne le coût énergétique de différentes énergies et nous permet d'évaluer la performance du mix énergétique étudié, en calculant le LCOE moyen au prorata du % des énergies utilisées.

Dans le cas du scénario référence, le LCOE ou coût actualisé de l'énergie est le prix complet (investissement initial, maintenance, exploitation, ...) d'une énergie sur la durée de vie de l'équipement produisant l'énergie.

Ce coût peut être calculé de la façon suivante :

	Besoins énergétiques	LCOE en Euros/MWh
Réseau électrique	3657 MWh/an	123
Réseau gaz	1905 MWh/an	115
Mix énergétique	118 Euros/MWh	

❖ Performances environnementales

Les émissions d'émissions de GES avec le scénario référence se calculent de la façon suivante :

Emissions ZAC = (Emissions réf (réseau électrique) * besoins réseau élec + Emissions réf (réseau gaz*

Besoins thermique) / 100000

	Emissions de CO2 du système envisagé (en g eq.CO2 /KWh)	Besoins énergétiques (en MWh/an)	Emission de la future ZAC (en t eq.CO2/an)
Electricité par le réseau	61	3657	223
Thermique par réseau GAZ	235	1905	447
TOTAL en T eq.CO2/an	670 T eq Co2/an		

Tableau 11 : Emissions CO2, scénario référence

8.1.4 Résultat Scénario 1 : Développement des ENR décentralisé sur chacune des parcelles

❖ Définition du scénario

L'objectif de ce scénario consiste à développer à l'échelle de chaque parcelle (ou de chaque bâtiment) les possibilités de développer les ENR.

- Développement du solaire photovoltaïque avec injection dans le réseau avec une couverture de 30% de la toiture conformément à la réglementation.
- Développement du solaire thermique pour le bâtiment zone loisir avec une couverture de 30% de la toiture conformément à la toiture
- En option : Pompe à chaleur géothermique pour couvrir 50% des besoins de chauffages

❖ Performances techniques

Selon le même calcul que le scénario référence, les besoins énergétiques sont les suivants :

Type d'énergie	Besoin Total Energétique
Climatisation (froid)	1 029 MWh ep/an
Electricité	2 628 MWh ep/an
Thermique	1 907 MWh ep/an

Les besoins électriques sont couverts à 33 % par le photovoltaïque soit 1 837MWh pour

l'ensemble de la zone

	Bâtiment Zone 1	Bâtiment Zone 2	Bâtiment Zone 3	Bâtiment Zone 4	Bâtiment Zone 5	Total
Surface Plancher en m2	6 117	27 141	3 187	3 300	6 123	45 867
Besoin énergétique En MWh/h	337	2 299	270	280	472	3657
Production d'énergie photovoltaïques	101 MWh	690 MWh	72 MWh	84 MWh	142 MWh	1837 MWh
Surface de panneaux en m2	730	5000	520	600	1030	7950
Puissance de la centrale en kWc	104	714	75	86	145	1135

❖ Performances économiques du scénario réglementaire

	Besoins énergétiques		CAPEX		LCOE
	En MWh /an	%	En Euros/MWh	En Euros	En Euros/MWh
Filière électrique conventionnelle	11624	29.2 %	12.5	20 300	123
Filière gaz conventionnelle	1 922	35.2 %	15	29 730	115
Photovoltaïque	1 837	33 %	77	141 449	100
Solaire Thermique	120	2.1 %	171	20 520	113
PAC géothermique	0	0 %	38		0
Mix énergétique	5563	100	35.93	211 999	112 Euros/MWh

❖ Performances environnementales

	Emissions de CO2 du système envisagé (en g eq.CO2 /KWh)	Besoins énergétiques (en MWh/an)	Emission de la future ZAC (en t eq.CO2/an)
Electricité par le réseau	61	1 664	64
Thermique par réseau GAZ	235	1 922	465
Photovoltaïque	46	1 837	84
Solaire thermique	22	120	2.6
PAC Géothermie	22	0	0
TOTAL en T eq.CO2/an	615 T eq Co2/an		

Scénario 1 bis : Dans l'hypothèse où les bâtiments sont équipés par une pompe à chaleur individuel pour couvrir 50 % de leur besoins en Chaleur et en froid ceci en complément à l'obligation réglementaire

Les tableaux ci-dessous reprennent les performances économiques et les impacts environnementaux du scénario 1bis

❖ Performances économiques

	Besoins énergétiques		CAPEX		LCOE
	En MWh /an	%	En Euros/MWh	En Euros	En Euros/MWh
Filière électrique conventionnelle	2364	42 %	12.5	29 550	123
Filière gaz conventionnelle	950	17 %	15	15 250	115
Photovoltaïque	1097	19.7 %	77	84 469	100
Solaire Thermique	202	3.6 %	171	34 542	113
PAC géothermique	950	17 %	38	36 100	67
Mix énergétique	5563	100	35.93	199 911	106 Euros/MWh

❖ Performances environnementales

	Emissions de CO2 du système envisagé (en g eq.CO2 /KWh)	Besoins énergétiques (en MWh/an)	Emission de la future ZAC (en t eq.CO2/an)
Electricité par le réseau	61	2364	144
Thermique par réseau GAZ	235	950	223
Photovoltaïque	46	1097	50
Solaire thermique	22	202	4.4
PAC Géothermie	22	950	21
TOTAL en T eq.CO2/an	443 T eq Co2/an		

❖ Commentaires :

L'approche réglementaire et non mutualisée permet d'atteindre les objectifs fixés en matière de développement des ENR et d'ambition du territoire au regard de son PCAET.

Par ailleurs l'approche développement du solaire sur les bâtiments nécessitera des surcoûts de construction entre 1 à 3% du coût global du bâtiment.

Par ailleurs les services de la CAPSO pourront accompagner les entreprises au travers de leur COT ENR.

Enfin, si l'on résonne bâtiment par bâtiment, chaque entreprise pourra également développer un dispositif d'ENR pour couvrir ces besoins en chaleur ou froid avec l'installation de pompe à chaleur géothermie montrant un fort potentiel comme vu dans le scénario 1bis

8.1.5 Scénario 2 : Développement d'un réseau bois énergie couplé à l'Energie solaire

❖ Définition du scénario

L'objectif de ce scénario consiste à développer à l'échelle de chaque parcelle (ou de chaque bâtiment) les possibilités de développer les ENR.

1. Développement du solaire photovoltaïque en autoconsommation collective avec une couverture de 30% de la toiture conformément à la réglementation.
2. Développement du solaire thermique pour le bâtiment zone loisir
3. Développement d'un réseau bois énergie pour couvrir les besoins de chauffages et l'eau chaude sanitaire

❖ Performances techniques

Selon le même calcul que le scénario référence, les besoins énergétiques

Type d'énergie	Besoin Total Energétique
Climatisation (froid)	1 029 MWh ep/an
Electricité	2 628 MWh ep/an
Thermique	1 907 MWh ep/an

❖ Performances économiques

	Besoins énergétiques		CAPEX		LCOE
	En MWh /an	%	En Euros/MWh	En Euros	En Euros/MWh
Filière électrique conventionnelle	1751	31,5 %	12.5	19 637	123
Filière gaz conventionnelle	0	0 %	15	0	115
Photovoltaïque	1097	19.7 %	77	84 469	100
Solaire Thermique	202	3.6 %	171	34 542	113
Réseau de chaleur bois	2513	45.2 %	22	55 286	73
Mix énergétique	5563	100	35.86	193 934	95 Euros/MWh

❖ Performances environnementales

	Emissions de CO2 du système envisagé (en g eq.CO2 /KWh)	Besoins énergétiques (en MWh/an)	Emission de la future ZAC (en t eq.CO2/an)
Electricité par le réseau	61	1751	107

Thermique par réseau GAZ	235	0	0
Photovoltaïque	46	1097	50
Solaire thermique	22	202	4.4
Filière bois Energie	25	2513	63
	224 T eq CO2/an		

❖ Commentaires :

Le scénario de mutualisation permet d'atteindre un taux de 68.5 % d'ENR ce qui est tout à fait remarquable tout en réduisant son coût globale (LCOE) sur 20 ans mais nécessite un coût d'investissement initial 4 fois supérieur à la solution de référence.

Pur atténuer ce surcoût d'investissement initial, des subventions peuvent être solliciter au regard du fond de Chaleur de l'ADEME.

En matière d'émission de GES, le gain représente un gain 416 Tonnes de CO2.

Cependant la mise en œuvre de ce dispositif nécessite des investigations complémentaires pour confirmer ou non leurs opportunités.

9.COMPARATIF DES SCENARI ET RECOMMANDATIONS

9.1 Approches multicritères

	Scénario de référence	Scénario 1	Scénario 2
Coût global (LCOE sur 20 ans)	118 Euros/MWh Soit 13 128 680 Euros sur 20 ans	Euros/MWh Soit 11 793 560 Euros sur 20 ans	95 Euros/MWh Soit 10 569 700 Euros sur 20 ans
Investissements Initiaux (CAPEX en Euros)	13,353 Euros/MWh Soit 1 485 740 Euros	35,93 Euros Soit 3 997 571 Euros	35,86 Euros/MWh Soit 3 989 786 Euros
Subvention potentiel		Environ 22 % 911 000 Euros	Environ 30 % Soit 1 181 000 Euros
Mise en œuvre	« Classique » mais ne correspond pas aux objectifs réglementaires	Imposer un taux d'équipement d'ENR dans les cahiers de prescription des bâtiments installés sur la zone	Un réseau de chaleur implique la mise en œuvre d'un mode d'exploitation et « l'imposer » à l'ensemble de la zone Pour l'autoconsommation collective : dispositif juridique, technique et économique entre les protagonistes à mettre en œuvre : plus complexe
Taux d'ENR	0%	40,3 %	68,5 %
Emissions de GES	670 T eq CO ₂ /an	443 T eq CO ₂	224 T eq CO ₂

9.2 Commentaires et recommandations

- ❖ Comme le montre le tableau ci-dessus le scénario de référence reprenant 100 % les énergies « dites classiques » n'apparaît pas applicable au regard des objectifs et ambitions du territoire en matière de développement des énergies renouvelable mais également d'un point de vue réglementaire. En effet la réglementation RE2020 nécessitera d'avoir une approche de conception de sobriété énergétique des bâtiments mais également de mettre en application des solutions d'approvisionnement d'ENR au regard des objectifs de consommation d'Energies finales de la future RE2020.

- ❖ En matière de développement des ENR il apparaît clairement que le scénario offrant une mutualisation des ENR via la mise en place d'un réseau de chaleur et d'une centrale photovoltaïque apparaît la plus intéressant en matière d'impact environnemental et de retour sur un investissement avec un coût globale le plus bas.

Néanmoins au vu du contexte, ce scénario « idéal » apparaît compliqué dans sa mise au vue de nombreuses incertitudes au niveau de l'état d'avancement de la programmation. En effet la mise en œuvre d'un réseau bois-énergie demanderait une étude complémentaire lorsque la programmation de la zone sera un peu plus avancée afin de connaître plus finement les consommations et donc les consommateurs pour affirmer avec certitude de l'intérêt d'un tel investissement.

L'investissement d'un tel équipement nécessitera l'adhésion de l'ensemble des bâtiment au fonctionnement du réseau chaleur.

Concernant, la mise en place d'une centrale photovoltaïque collective à l'échelle de la zone demande une mobilisation des acteurs de la zone. A partir de cette mobilisation, cela nécessite la mise en place d'une structure juridique et financière qui nécessite un temps de réflexion et d'étude. Cette centrale photovoltaïque pourra se mettre en place dans un second temps dès lors que l'ensemble des activités seront mise en service.

A proximité, de la future zone une réflexion est engagée par un groupe d'entreprise sur l'opportunité de créer une centrale photovoltaïque et de ce fait les entreprises qui s'installeront pourront se rapprocher de cette structure en cours de construction.

- ❖ Le scénario 1 apparaît donc le plus adapté actuellement. En effet avec la couverture de 30% de la surface des bâtiments de panneaux photovoltaïques ou thermique pour le bâtiment dédié aux loisirs, cela permet de couvrir 30 % des consommations énergétiques de la zone ce qui correspond aux ambitions du territoire en matière de développement des ENR. Les entreprises pourront être accompagner par les services de la CAPSO dans le cadre de leur contrat d'objectif de développement des ENR
Les Bâtiments devront prévoir dès la conception la structure nécessaire pour supporter ces panneaux photovoltaïques.



Annexes



ANNEXE 1

Fiche : Obligation de mettre en place des procédés de photovoltaïque pour les bâtiments de plus de 1 000 m²

Fiche ADS : l'obligation d'intégrer des procédés de production d'EnR ou de végétalisation aux toitures de certains bâtiments et une gestion intégrée des eaux pluviales pour les aires de stationnement



Pose de panneaux solaires sur la toiture d'un bâtiment de la ZAC Clichy-Batignolles. Arnaud Buisson / Terra

L'article 47 de la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat a créé une nouvelle obligation d'installation de procédés de production d'énergies renouvelables ou de procédés de végétalisation sur les toitures. De plus, les surfaces de stationnement devront comporter des dispositifs favorisant la perméabilité et l'infiltration des eaux pluviales ou leur évaporation et préservant les fonctions écologiques des sols. Il revient aux instructeurs ADS de vérifier la présence en proportion suffisante de ces procédés sur la toiture des projets de constructions, ainsi que dans la conception des places de stationnement. A défaut, le permis de construire sera refusé ou assorti de prescriptions.

La présente fiche propose des éléments d'appréciation des dispositifs techniques concernés, du champ d'application de l'obligation, des différentes possibilités de dérogations ainsi que des modalités de calcul des surfaces concernées.

Annexe 2 Rapport de Première Simulation de l'autoconsommation collective à l'échelle de la future zone

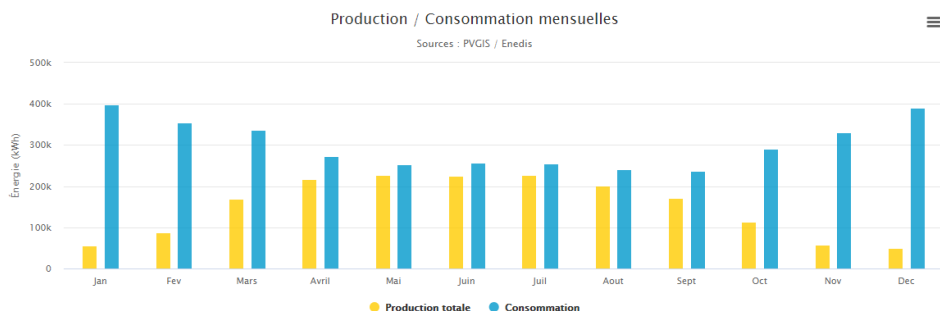
Pour cette simulation, nous avons considéré que l'ensemble des bâtiments de la zone ne faisait qu'un et nous avons travaillé sur un profil de charge.

- ❖ Hypothèses de travail :
- ❖ Surface de bâtiment : 45 870 m²
- ❖ Surface de panneau photovoltaïque : 13 750 m²
- ❖ Puissance de la centrale : 1,8 MWc
- ❖ Inclinaison des panneaux 30°, Orientation sud
- ❖ Panneau en surimposition
- ❖ Bilan Production et consommation

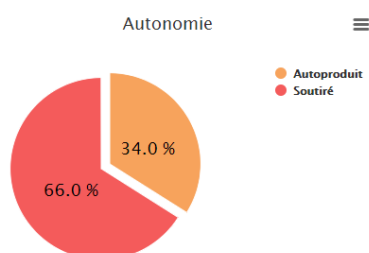
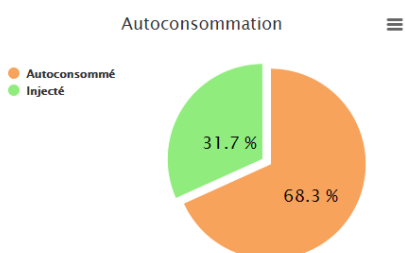
PRODUCTION ET CONSOMMATION

Production annuelle
1 800 391 kWh

Consommation annuelle
3 616 688 kWh



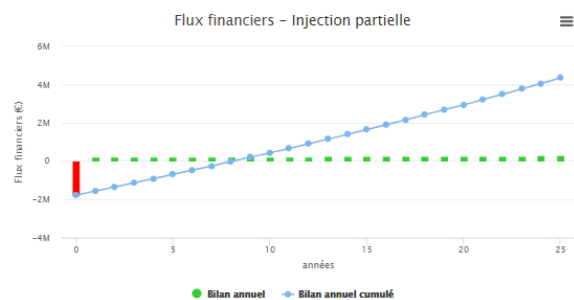
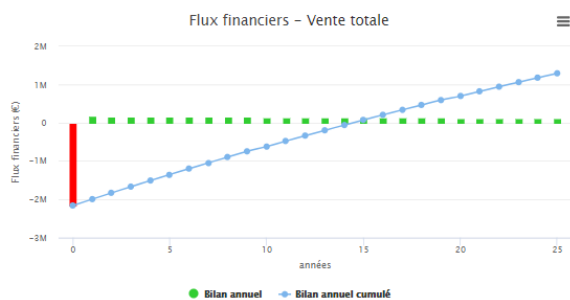
AUTOCONSOMMATION



- $\text{Taux d'autoconsommation} = \frac{\text{Quantité d'énergie autoconsommée}}{\text{Quantité d'énergie produite}}$
- $\text{Taux d'autoproduction} = \frac{\text{Quantité d'énergie autoconsommée}}{\text{Quantité d'énergie totale consommée}}$

Bilan économique

	Investissements (CAPEX)	Charges annuelles courantes (OPEX)	Primes & Subventions	Recettes		Facture énergétique annuelle moyenne sur 25 ans	LCOE ⑦
				Vente	Économies		
Consommateur sans PV	0 €	0 €	0 €	0 €	0 €	701 034 €/an	
Consommateur en vente totale	2 160 000 €	275 070 €	0 €	3 725 643 €	0 €	649 411 €/an	0,065 €/kWh
Consommateur en injection partielle (Autoconsommation)	2 160 000 €	275 070 €	396 643 €	667 839 €	5 713 331 €	527 325 €/an	0,055 €/kWh



TRA en vente totale ⑦

15 ans

TRA en injection partielle ⑦

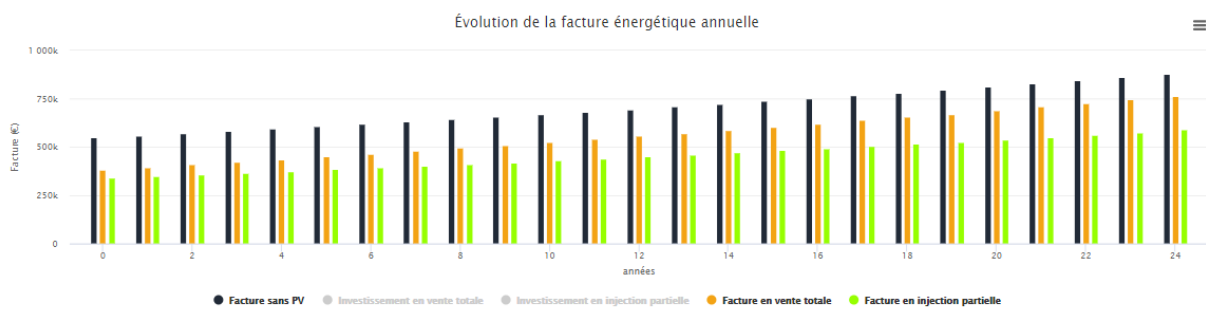
9 ans

TRI en vente totale ⑦

5,85 %

TRI en injection partielle ⑦

15,14 %





ANNEXE 3

Délibération sur le développement de l'éolien sur le territoire



Numéro de l'acte	D244-17-ENV/ED
Nature de l'acte	Délibération
Matière de l'acte	8.8

CONSEIL DE LA COMMUNAUTE D'AGGLOMERATION DU PAYS DE SAINT-OMER

SEANCE DU JEUDI 4 MAI 2017

—*—

QUESTION N° D244-17

ENVIRONNEMENT – MAITRISE DU DEVELOPPEMENT EOLIEN : UNE STRATEGIE PARTAGEE A L'ECHELLE DE L'AGGLOMERATION

RAPPORTEUR : Monsieur MEQUIGNON

Le 04 avril dernier, la conférence des maires a débattu de la stratégie à adopter pour la maîtrise du développement éolien industriel sur le territoire de la Communauté d'Agglomération du Pays de Saint-Omer.
Pour cela, les élus présents à cette conférence ont pu s'appuyer sur les travaux réalisés au cours de l'année 2016 lors de la fusion des quatre EPCI.

Le Pays de Saint-Omer est l'un des territoires précurseurs en France du développement de l'éolien terrestre. Aujourd'hui il compte 26 aérogénérateurs en service d'une puissance totale de 42 MWh, 25 permis de construire supplémentaires ont déjà été accordés et plusieurs communes ont récemment été sollicitées par des développeurs souhaitant implanter de nouveaux parcs.

Il convient de rappeler que c'est le Préfet qui est habilité à autoriser ou refuser la délivrance d'un permis de construire pour ce type d'installation et qu'il n'est juridiquement pas possible pour une collectivité d'en interdire l'implantation (sauf dans certaines conditions au sein des documents d'urbanisme tels qu'un PLUI). Néanmoins, compte tenu de l'impact sur un territoire de ce type d'infrastructure, il paraît important d'adopter une position commune à opposer, le cas échéant, aux développeurs.

Au cours de l'année 2016, des élus représentant chacune des intercommunalités se sont réunis à trois reprises pour évaluer les enjeux inhérents à la poursuite du développement éolien sur le territoire. L'animation de ce groupe de travail a été réalisée par l'AUD en collaboration avec le service environnement de l'ex CASO.



En considérant les critères réglementaires de restriction pour l'implantation d'éoliennes industrielles (supérieures à 50 mètres de haut) dans les communes identifiées comme favorables dans le Schéma Régional Eolien de 2012, il a été mis en évidence trois grands secteurs à enjeux pour notre territoire :

- Le premier est situé sur le nord-est de l'ex CCCF,
- Le deuxième comprend la CCM et s'étend jusqu'à la commune d'Helfaut,
- Le troisième concerne le nord-ouest de l'ex CASO.

En se rendant sur chacun de ces trois secteurs, le groupe de travail a pu interroger les sensibilités paysagères spécifiques à chaque périmètre en plus de passer en revue les avantages et les inconvénients relatifs à l'extension de la filière éolienne sur le territoire.

Plusieurs constats ressortent de cette réflexion collective :

- Le territoire est bien engagé dans la transition énergétique et climatique à travers sa participation active au plan climat territorial du Pays de Saint-Omer. Outre la production locale d'énergies renouvelables, de nombreuses actions sont engagées visant à réduire la consommation énergétique du territoire (habitat et patrimoine public), diminuer les émissions de gaz à effet de serre liés aux déplacements motorisés, adopter des modes de consommation et de production plus responsables ou s'adapter aux conséquences du changement climatique.
Au-delà de l'éolien, l'étude d'approvisionnement énergétique et d'identification du potentiel en énergies renouvelables et de récupération, portée par le Syndicat Mixte Lys Audomarois pour le territoire du SCOT Pays de Saint-Omer, a mis en évidence d'autres gisements : la récupération de chaleur fatale, la méthanisation, la géothermie très basse énergie, le bois-énergie et le solaire photovoltaïque. Ces filières encore peu exploitées sur notre territoire méritent d'être soutenues. Si la production d'électricité éolienne a permis de couvrir une part importante des besoins de notre territoire, il est maintenant nécessaire d'axer nos efforts sur le développement de filières renouvelables pouvant répondre à nos besoins en chaleur.
- Le territoire est reconnu pour la richesse de ses paysages et de son patrimoine tant naturel que culturel. Il offre un cadre de vie d'une qualité remarquable en Nord Pas-de-Calais. La diversité de ses paysages (vallées verdoyantes, zones humides, coteaux calcaires, plaine argileuse, bocagère...), ses patrimoines architecturaux historiques témoignant de 2000 ans d'histoire et ses espaces naturels préservés contribuent tout particulièrement à la qualité du cadre de vie. Ces différents patrimoines naturels et culturels ont d'ailleurs fait l'objet de maintes reconnaissances régionales, nationales et même internationales. Le territoire investit tout

particulièrement, depuis plusieurs années déjà, dans la préservation et la mise en valeur de ses patrimoines afin d'assurer son attractivité tant résidentielle que touristique. Le tourisme et son millier d'emplois constitue au demeurant l'un des premiers secteurs d'activité du territoire.

Le territoire connaît d'importantes sensibilités paysagères :

- Le pôle éolien de la Haute Lys implanté sur les lignes de crête des Hauts Plateaux Artésiens du canton de Fauquembergues est l'un des plus denses du département. L'extension de celui-ci risquerait de perturber la lisibilité des parcs existants par un effet barrière qui se traduirait par une saturation visuelle et un mitage du paysage.
- L'implantation d'éoliennes en dessous de l'église d'Helfaut brouillerait la lecture du paysage, du fait de la monumentalité des éoliennes comparées à la topographie des Landes. Aujourd'hui, point de repère sur le territoire, les landes risqueraient d'être éclipsées par les éoliennes.
- En s'implantant entre les « belvédères » d'Aire-sur-la-Lys, les éoliennes risqueraient par un effet d'écrasement d'entrer en conflits avec les bâtiments reconnaissables et emblématiques comme la Collégiale Saint-Pierre, classée monument historique depuis 1862.
- En poursuivant le développement éolien aux alentours d'Enguinegatte, le village risquerait à terme d'être encerclé.
- Au-delà des éventuelles covisibilités avec certains monuments comme le château de Bomy, l'extension des parcs éoliens sur les plateaux au sud de la Morinie risquerait de saturer le paysage et par la même d'en provoquer le mitage.
- L'effet de surplomb inévitable de l'installation d'éoliennes sur les coteaux audomarois ne pourrait être atténué par la végétation comme c'est le cas dans les Hauts Plateaux Artésiens.

Au regard des efforts déjà réalisés pour le développement éolien sur notre territoire et des nombreux investissements déjà engagés pour préserver et mettre en valeur nos paysages, nos monuments, nos espaces naturels afin d'attirer de nouveaux résidents et plus de visiteurs, le groupe de travail a proposé de ne pas poursuivre le développement de la filière éolienne sur notre territoire au-delà des permis déjà accordés. En effet l'extension vers le nord des parcs éoliens existants ou l'implantation de nouveaux parcs ne nous paraissent pas compatibles avec notre stratégie de sauvegarde et de mise en valeur du patrimoine historique, culturel et naturel.

Par ailleurs, si l'intérêt touristique des éoliennes n'est pas négligeable, le groupe de travail propose de ne pas multiplier les sites touristiques autour de l'éolien de manière à ne pas concurrencer les équipements existants, qui font désormais partie de l'identité touristique de Fauquembergues.



Afin de maintenir notre engagement dans la transition énergétique, le groupe de travail a alors proposé de poursuivre et amplifier le développement des autres filières d'énergies renouvelables et de récupération qu'il est possible d'exploiter sur notre territoire : la récupération de chaleur fatale, la géothermie très basse énergie, la méthanisation, le bois-énergie et le solaire. Le temps venu, les éoliennes existantes pourront être remplacées par des modèles plus puissants.

Cette proposition a d'ailleurs fait l'objet d'une présentation lors de cette même conférence des maires du 04 Avril dernier en arrêtant des groupes de travail spécifiques afin d'établir la stratégie énergétique du territoire.

Récemment les membres du bureau du 31 janvier dernier ont autorisé le président à déposer un courrier faisant état de notre avis défavorable auprès du commissaire enquêteur pour un projet de développement éolien à Pihem limitrophe à notre EPCI dont la commune Bellinghem est la plus impactée.

Ce dernier exemple montre bien qu'il est nécessaire à notre EPCI de prendre une position commune sur ce sujet afin d'éviter un développement « anarchique » de l'éolien sur notre territoire.

Compte tenu des avis des membres du bureau, de la conférence des maires et de la commission « Politique environnementale et cycle de l'eau », le conseil communautaire, à la majorité absolue des suffrages (5 abstentions), a décidé :

- d'adopter une position commune reprenant les conclusions du groupe de travail à savoir l'opposition à tout nouveau projet d'éolien sur son territoire au-delà des permis accordés au 1^{er} janvier,
- d'autoriser le Président à diffuser cette position auprès du Préfet, des communes et des EPCI limitrophes ainsi qu'aux développeurs.

Rendue exécutoire le

15 MAI 2017
Le Président



François DECOSTER

POUR EXTRAIT CONFORME

LE PRÉSIDENT



François DECOSTER



ANNEXE 4

Potentiel de ressource Géothermique sur La communes de Saint-Martin lez Tatinghem

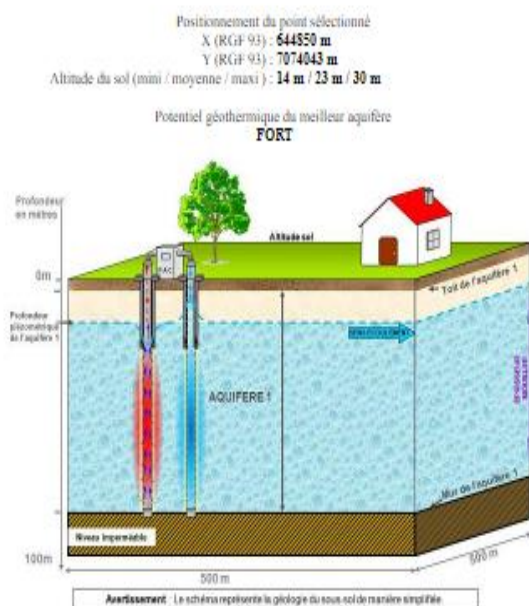
Avertissement

Cet outil d'aide à la décision est destiné aux maîtres d'ouvrages potentiels, bureaux d'études, décideurs des collectivités territoriales, afin qu'ils puissent déterminer la possibilité d'utiliser la géothermie lors d'un choix énergétique.

Les valeurs affichées ici sont des moyennes réalisées sur une maille de 500 m sur 500 m.

Ces informations transmises ne peuvent ni ne doivent en aucun cas remplacer l'étude de faisabilité réalisée par des bureaux d'études compétents !

Ressource Géothermique sur la commune de : SAINT-MARTIN-AU-LAERT (62757)



	Aquifère 1 Craie	Aquifère 2	Aquifère 3
Profondeur du toit (m) :	4		
Profondeur du mur (m) :	193		
Profondeur minimale recensée de la nappe Période de mesure :	2 mai-2001		
Profondeur maximale recensée de la nappe Période de mesure :	16 oct-1997		
Profondeur d'accès (m) :	16		
Température (°C) :	10		
Paramètre hydrodynamique :	Perméabilité (m/h) 3,6		
Débit d'exploitation par forage (m ³ /h) :	226		
Potentiel géothermique :	Fort		
Remarque :			



ANNEXE 5

Modalités de gestion d'un réseau de chaleur

❖ PRESENTATION ET ACTEURS

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



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

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

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

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

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

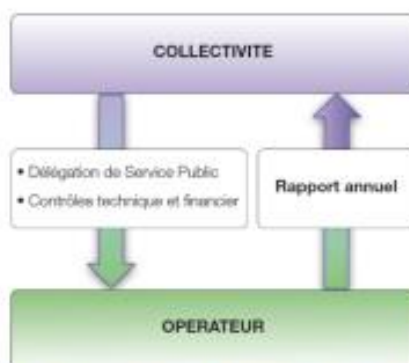


Fig. 17. Les relations Collectivité / Opérateur
Source : Guide de l'utilisateur du chauffage urbain (ADEME / Via Seva)

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

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

L'opérateur du réseau :

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

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

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

Cette organisation est résumée par le schéma suivant :



Fig. 18. Relation usagers / gestionnaire du bâtiment / opérateur
Source : Guide de l'utilisateur du chauffage urbain (ADEME / Via Seva)

❖ MODALITES DE GESTION DU RESEAU DE CHALEUR

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

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

Collectivité ● Opérateur ●

Fig. 19. Les différents modes d'exploitation d'un réseau de chaleur
Source : Guide de l'utilisateur du chauffage urbain (ADEME / Via Seva)

→ La régie

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

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

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

Cas particuliers de régies :

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

→ La délégation de service public, affermage et concession

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

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

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

➤ L'AFFERMAGE

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

➤ LA CONCESSION

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

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

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

Fig. 2A.1 - Maîtrise d'ouvrage des réseaux de chaleur (en nombre de réseaux)

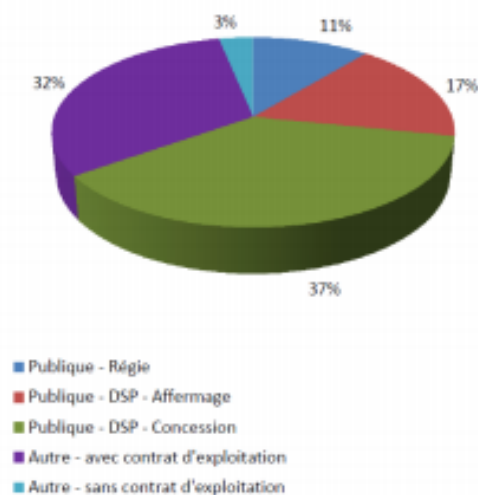


Fig. 2A.2 - Maîtrise d'ouvrage des réseaux de chaleur (en énergie finale)

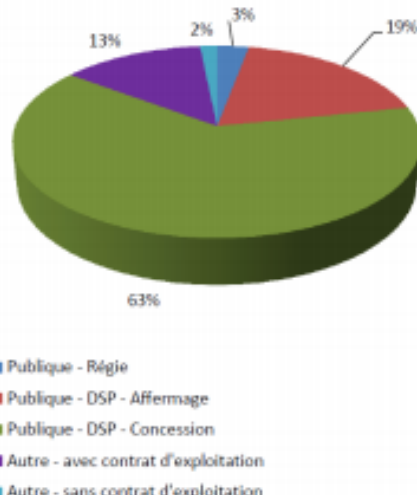


Fig. 20. Maîtrise d'ouvrage des réseaux de chaleur

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Quartier	Logements par ha	Logement - m ² /ha	Activité - m ² /ha	total m ² /ha
Temps Durables – Limeil-Brevanne	132	10500	421	10921
Le Fort – Issy-les-Moulineaux*	192	13440	250	13690
Centre Ste-Geneviève – Nanterre	130	9100	200	9300
Hoche – Nanterre	160	12450	375	12825
Bretigny-sur-Orge	57	3990	476	4466
Ginko – Bordeaux	67	4690	1875	6565
Gare de Rungis – Paris	100	4333	9166	13499
Ecovela – Viry	41	3742	674	4416
Vidailhan – Balma	39	1470	0	1470
Calais	87,5	7000	100	7100
Bastille – Fontaine*	102	7140	143	7283

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

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

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

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



Pour plus d'informations :

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

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

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

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

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

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

http://www2.ademe.fr/servlet/getBin?name=6D372E8A0075F88D38BC19230B5AB572_tomcatloca11394459887125.pdf

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

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

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

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

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



ANNEXE 6

Exemples d'autoconsommation collectif sur les ZAC

Melesse

Développer les énergies renouvelables dans les zones d'activités

La restitution d'une étude portant sur le développement de la production et l'utilisation d'énergies renouvelables dans les zones d'activités du Val-d'Ille a rassemblé élus et entreprises concernées.

« Nous avons travaillé sur une dizaine de zones », indique Soazig Rouillard, animatrice mobilités énergie climat au Val-d'Ille. Notamment sur Cap Malo où l'étude a posé la question de l'opportunité d'un réseau de chaleur. « Elle a démontré que ce n'était pas une solution, car les installations déjà présentes sont récentes. Cela n'empêche pas certaines entreprises actuelles de choisir l'énergie bois plutôt que fossile. »

Et sur l'extension Cap Malo 3 ? « Il y aura surtout du tertiaire et du commerce, avec des niveaux de densité faible. » Conclusion de la Semaeb (Société d'économie mixte pour l'aménagement et l'équipement de la Bretagne) : « La faisabilité du réseau de chaleur n'est pas avérée par manque de densité et de besoins de chaleur », livre Cédric Fines, chargé d'études énergie et environnement.

Photovoltaïque en autoconsommation

Le second axe de l'étude porte sur le développement du photovoltaïque. « On s'est plutôt attaché à l'autoconsommation qu'à la revente, cadre Soazig Rouillard. Selon leurs types, la parité réseau est intéressante, comme chez Ame Haslé, gros consommateur de froid



La réunion de restitution de l'étude portant sur le développement de la production et l'utilisation d'énergies renouvelables dans les zones d'activité du Val-d'Ille a rassemblé élus et entreprises concernées ici, avec Soazig Rouillard (à droite).

constant à longueur d'année. »

En croisant le potentiel de production et le potentiel d'autoconsommation, les conclusions sont encourageantes. « Au-delà de l'aspect écologique, note Cédric Fines, ce sont des projets intéressants financièrement à moyen terme, avec les prévisions d'évolution du coût de l'énergie. »

En effet, le projet d'autoconsommation permet, en lissant l'investissement sur vingt ans, de déterminer

un coût fixe de l'énergie sur cette même période. « Certes au-dessus du coût de l'énergie acheté à EDF aujourd'hui, mais bien en dessous du coût dans vingt ans. »

En accompagnant les entreprises sous une forme restant à définir, la Communauté de communes du Val-d'Ille (CCVI) pourrait ainsi favoriser le développement de telles pratiques sur son territoire. Quel pourrait être l'accompagnement et quel rôle peut avoir la collectivité pour lever les

freins ? « Maintenant que les études sont faites, conclut Soazig Rouillard, la réflexion va pouvoir se poursuivre avec les élus. »

■ Concours de belote

Lundi 9 février, 14 h, salle polyvalente, rue d'Enguéra. Organisé par le club de la Détente. Engagements à partir de 13 h 30. Tarif 8 € par équipe. Partage du cochon. Buvette : café, chocolat, crêpes, gâteaux.



Engagée dans son Plan Climat Énergie Territorial et dans une démarche Territoire Énergie

Positive, Vienne Condrieu Agglomération, l'aménageur de la zone d'activités du Rocher (69) a souhaité en faire une zone exemplaire en matière de développement durable. L'agglomération, a ainsi impulsé un partenariat d'envergure visant à équiper en panneaux photovoltaïques tous les toits des bâtiments de la zone.



Un partenariat entre Vienne Condrieu Agglomération et

ENGIE Entreprises & Collectivités

ENGIE Entreprises & Collectivités, sélectionné à la suite d'un appel à manifestation d'intérêt, assure la réalisation de l'ensemble de l'opération. La solution retenue comprend l'équipement en panneaux photovoltaïques de tous les bâtiments qui s'installeront sur cette zone et le développement d'un réseau de répartition et de stockage de l'énergie entre les différentes entreprises. Elle permettra à terme d'atteindre l'autonomie énergétique de la zone avec ses 20 000 m² de panneaux installés en toiture et de développer l'autoconsommation.

L'agglomération, propriétaire du foncier, a aménagé et viabilisé la zone. Elle demande aux entreprises souhaitant s'implanter d'intégrer les préconisations énergétiques et photovoltaïques d'ENGIE dans la conception de leur bâtiment (éclairage, ventilation, chauffage, orientation et pente de la toiture, résistance de la structure, emplacement stockage électrique, fourreaux). En contrepartie de la mise à disposition d'ENGIE de leurs toitures, les entreprises bénéficient d'une énergie renouvelable locale compétitive et pourront disposer gratuitement de leurs installations photovoltaïques au terme du bail de 20 ans.



ANNEXE 7

Filières Energie renouvelables

FICHE BOIS-ENERGIE

RAPPEL SUR LE BOIS ENERGIE

La biomasse est une énergie, qui peut être abondante et renouvelable. C'est l'énergie renouvelable de prédilection pour la production de chaleur, notamment dans les logements individuels.

En utilisant un combustible comme le bois, c'est une chaudière **respectueuse de l'environnement**. La chaudière à bûches **consomme très peu d'énergie**, elle propose un **rendement qui peut atteindre les 90 %** et vous permet d'**économiser près de 30 %** sur la facture (dans le cas d'un logement). La chaudière bois fonctionne de façon classique : elle utilise la combustion des bûches pour chauffer l'eau qui circulera dans le système de chauffage central. Équipée d'un échangeur sanitaire, elle **peut produire l'eau chaude sanitaire**.

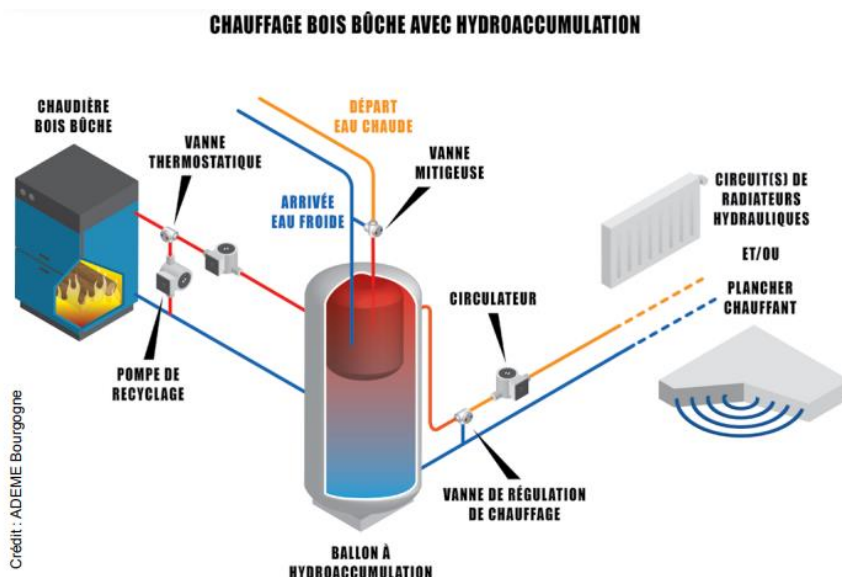
Cette énergie arrive sous deux formes, les bûches provenant directement de l'abattage des arbres ou encore les granulés qui sont issus principalement du compactage des résidus de scierie.

Une installation de chaudière bois permet de récupérer la chaleur générée par la combustion pour chauffer de l'eau ou encore à chauffer les installations.

Le schéma suivant présente une installation simplifiée de type chaudière bois pour la production d'eau chaude sanitaire et de chauffage.

Une installation solaire comprend les éléments suivants :

- Une **chaudière bois** à granulés ou à bûches ;
- Le circuit primaire qui permet de transporter et de transférer l'énergie de la chaudière vers un hydro accumulateur ;
- Le **réseau secondaire** permettant d'acheminer l'eau chaude sanitaire ou l'eau permettant de chauffer les locaux.



TYPES D'UTILISATION

Le bois-énergie peut être utilisée dans la région sans restriction particulière, autant dans les logements individuels que les logements collectifs. Tous les bâtiments peuvent utiliser cette énergie produite localement puisque le territoire dispose d'une filière d'approvisionnement locale.

Le bois-énergie est généralement utilisé pour la production de chauffage. Il est important de rappeler que les systèmes utilisant le bois-énergie peuvent également participer aux besoins en eau chaude sanitaire des bâtiments.

LES SCHEMAS POSSIBLES ET CEUX QU'IL CONVIENT D'ÉVITER ABSOLUMENT

Plusieurs éléments sont à retenir pour l'installation d'une chaudière bois-énergie :

- **Prévoir un accès routier pour les chaudières collectives pour acheminer plus facilement le combustible vers le lieu de stockage ;**
- **Prévoir une emprise de :**
 - 5 m² pour l'installation en maison ;
 - Entre 15 et 50 m² pour les bâtiments de taille plus importante.

L'utilisation du bois-énergie en combinaison chauffage + eau chaude, est généralement privilégiée pour les maisons individuelles. Ce principe peut néanmoins être étudié dans le cas de bâtiments de taille plus importante, une étude spécifique doit permettre de dimensionner au mieux les composants pour optimiser économiquement l'ensemble.

ATOUTS ET FREINS DU SOLAIRE THERMIQUE

Les atouts et les freins du bois-énergie dans les bâtiments sont nombreux :

Atouts			Freins
Production renouvelable	100%	énergie	Prévoir l'accessibilité du stockage depuis la voirie pour livraison du combustible
Autonomie énergétique			Présence de poussière importante dans le silo nécessitant un soin dans la réalisation en termes de ventilation ...
Facture stable			Place nécessaire au silo lors de la conception

GAINS ÉNERGETIQUES ET CARBONE

Par rapport à une production gaz naturel, le bois-énergie permet des gains en termes de carbone de l'ordre de 1 t eq CO₂ économisée par an pour une maison de 80m².

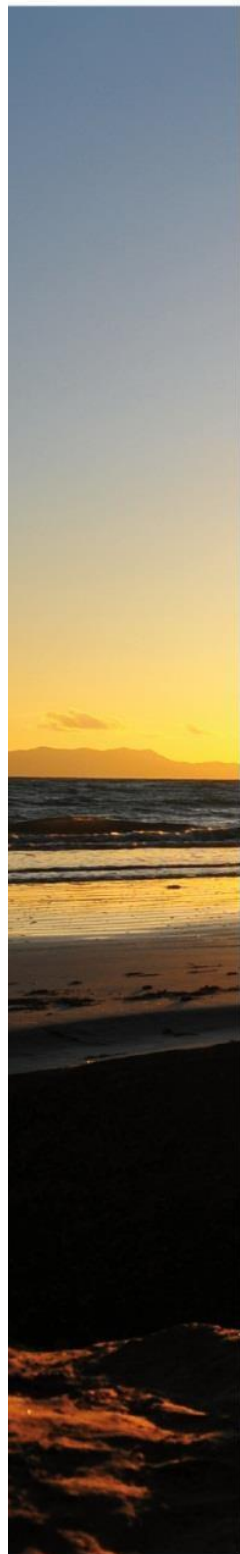
COUTS

L'investissement pour l'installation d'un système de chaudière bois-énergie représente environ 12 000€ par logement, le tarif du consommable dépend de la quantité à utiliser et selon le type d'installation réalisée.

PRECONISATIONS

Nous vous conseillons donc de préconiser la réalisation d'une étude pour l'utilisation de ce type d'énergie pour tous les bâtiments dont les besoins chauffage sont importants en imposant une étude de faisabilité au minimum pour les bâtiments collectifs (en prenant en compte la filière d'approvisionnement locale).

Il est nécessaire de rappeler que la future réglementation thermique (RE 2020), en vigueur dans les bâtiments d'habitation au 1^{er} Juillet 2020 imposera, pour les logements individuels et assimilés, l'utilisation d'énergie renouvelable pour la production d'eau chaude sanitaire. Le bois-énergie peut être, à ce titre, l'une des sources privilégiées pour répondre à ce principe.



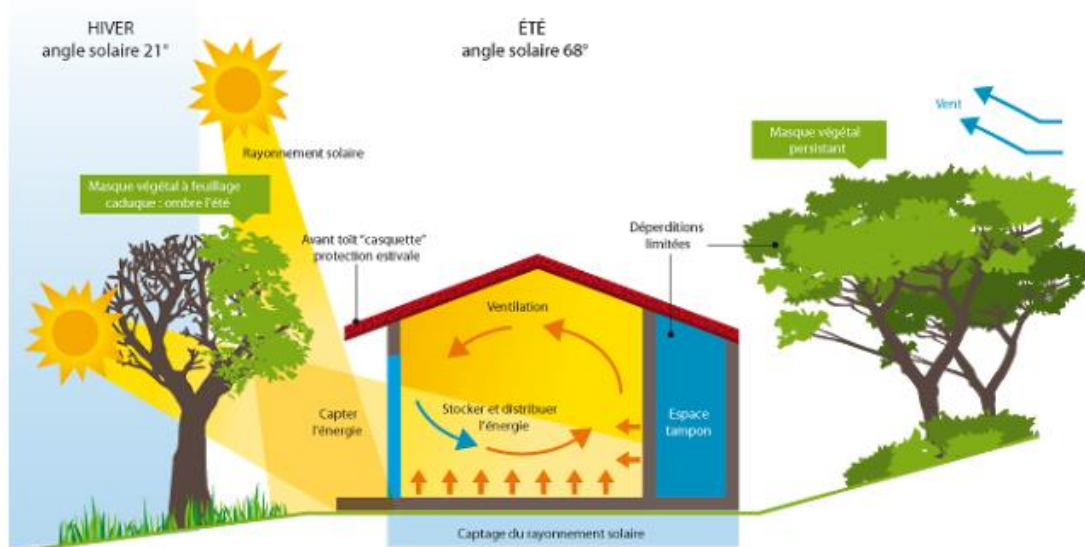
FICHE CONCEPTION BIOCLIMATIQUE

RAPPEL SUR LA CONCEPTION BIOCLIMATIQUE

On parle de conception bioclimatique lorsque l'architecture du projet est adaptée en fonction des caractéristiques et particularités du lieu d'implantation, afin d'en tirer le bénéfice des avantages et de se prémunir des désavantages et contraintes. L'objectif principal est d'obtenir le confort d'ambiance recherché de manière la plus naturelle possible en utilisant les moyens architecturaux, les énergies renouvelables disponibles et en utilisant le moins possible les moyens techniques mécanisés et les énergies extérieures au site. Ces stratégies et techniques architecturales cherchent à profiter au maximum du soleil en hiver et de s'en protéger en été.

Le choix d'une démarche de conception bioclimatique favorise les économies d'énergies et permet de réduire les dépenses de chauffage et de climatisation, tout en bénéficiant d'un cadre de vie agréable.

Afin d'optimiser le confort des occupants tout en préservant le cadre naturel de la construction, de nombreux paramètres sont à prendre en compte. Une attention particulière doit être portée sur l'orientation du bâtiment, au choix du terrain et à la construction.



TYPES D'UTILISATION

La conception de tous les bâtiments, qu'ils soient des logements, des salles de sports ... est possible en conception bioclimatique. La conception bioclimatique permet de participer à réduire les besoins thermiques des bâtiments en se servant de moyens naturels pour produire une partie du chauffage de celui-ci.

La conception bioclimatique à l'échelle d'une ZAC nécessite une solarisation maximum des pièces de vie en hiver. Les ombres portées des bâtiments entre eux doivent être limitées et les façades principalement orientées Sud-Est à Sud-Ouest.

A l'échelle des bâtiments, la conception bioclimatique se décline en deux stratégies :

- La stratégie du chaud : surface de captage des apports solaires passifs en hiver, surface de stockage (de l'inertie au niveau de la « tâche solaire » dans le logement), diffusion de la chaleur accumulée le jour pour la nuit, conservation (isolation thermique continue, réduction des ponts thermique et étanchéité à l'air)
- La stratégie du froid : protection solaire adaptée par orientation (horizontal au Sud avec une profondeur équivalente à 0,7 fois la hauteur à protéger, extérieure mobile à l'Est et à l'Ouest), inertie intérieure pour lisser les pics de température, ventilation naturelle pour décharger les apports de chaleur (ventilation naturelle traversante, circulation de l'air dans le logement pensé avec l'usage, ouvrants ne permettant pas l'intrusion et la pluie).

LES SCHEMAS POSSIBLES ET CEUX QU'IL CONVIENT D'EVITER ABSOLUMENT

Penser un bâtiment bioclimatique, c'est d'abord définir l'orientation des pièces à l'intérieur de celui-ci :

- Au Nord, les pièces qui peuvent rester à une température modérée, voire non chauffées, comme le garage ou les pièces non occupées séparés des autres pièces par des zones tampons comme une entrée, des escaliers ou un couloir
- L'Est et l'Ouest non réservés aux pièces tempérées
- Les pièces de vies, comme les bureaux, la salle de réunion ... ont besoin de chaleur et de lumière et sont placées au centre et au Sud

ATOUTS ET FREINS DU SOLAIRE THERMIQUE

Les atouts et les freins du solaire thermique dans les bâtiments sont nombreux :

Atouts	Freins
Réponse du bâtiment à ses propres besoins	Nécessite une orientation permettant de maximiser les orientations Sud des bâtiments, pouvant faire évoluer l'implantation envisagée
Minimisation des systèmes de chauffage, d'éclairage, de ventilation et de climatisation	Equilibre économique de la surface construite en lien avec l'orientation bioclimatique à trouver
	Maîtrise d'œuvre pas systématiquement formée et engagée pour une architecture climatique

GAINS ENERGETIQUES ET CARBONE

Pour un bâtiment bien isolé (niveau RE2020), les apports solaires permettent une réduction des besoins de chauffage de l'ordre de 10 kWh eq/m².an et de supprimer les besoins de

rafraîchissement l'été. Sur l'ensemble des consommations selon la R2020, on estime un gain énergétique de 15% environ.

Le gain énergétique de cette conception permet un gain carbone de 5%. Un autre gain carbone, plus difficile à évaluer est celui lié à la minimisation des systèmes climatiques.

COUTS

La conception bioclimatique ne provoque pas de surcoût d'investissement, l'équilibre se fait entre le coût des protections solaires auxquels sont ajoutés les ouvrants de ventilation nocturne avec le gain sur les systèmes climatiques.

Le gain de fonctionnement est de l'ordre de 1€/m².an.

PRECONISATIONS

L'intégration du concept bioclimatique peut être pensée lors de la conception des bâtiments et permettrait de réduire les consommations liées au chauffage, à l'éclairage ...

Nous vous conseillons donc de préconiser l'utilisation de ce type de conception bioclimatique pour tous les bâtiments souhaitant s'implanter sur la ZAC en imposant une étude de faisabilité au minimum pour les bâtiments collectifs.



FICHE GEOTHERMIE

RAPPEL SUR LA GEOTHERMIE

On parle de géothermie Très basse énergie (TBE) ou de surface, dans le cadre d'une exploitation de la chaleur présente dans le proche sous-sol, ou dans des nappes phréatiques superficielles à de faibles profondeurs (généralement inférieures à 200 mètres). Cette ressource est disponible partout en France car elle correspond à l'énergie solaire stockée à la surface de la terre dans les premiers mètres mais aussi à la chaleur emmagasinée par la Terre lors de sa formation.

Il existe différentes technologies de captage de cette source de chaleur selon le système d'échange considéré :

- Système fermé : des sondes géothermiques dans lesquelles circule un fluide caloporteur captant l'énergie présente dans le sol, jusqu'à environ 200 mètres de profondeur (un champ de plusieurs dizaines de sondes est nécessaire pour couvrir des besoins industriels).
- Système ouvert : un doublet géothermique permettant de capter l'énergie contenue dans des aquifères peu profonds ou des nappes alluviales. Il est généralement constitué d'un puits de production (pompage de l'eau) et d'un puits de réinjection. Dans certains cas, plusieurs forages de production ou de réinjection peuvent être nécessaires.

Les systèmes géothermiques très basse énergie exploitent des températures très faibles (< 30°C), ils sont donc souvent couplés à une Pompe à chaleur (PAC). La pompe à chaleur va alors prélever l'énergie de la source froide pour élever la température d'un second fluide à travers un cycle thermodynamique puis restituer la chaleur à une source chaude. La température de la ressource étant très faible (généralement autour de 10 -15°C), les pompes à chaleur géothermiques peuvent être utilisées de manière réversible et produire aussi du froid. Elles peuvent même être by-passées pour assurer du rafraîchissement passif.

TYPES D'UTILISATION

L'énergie solaire thermique peut être utilisée dans la région sans restriction particulière, autant dans les logements individuels que les logements collectifs.

Les pompes à chaleur géothermiques peuvent être utilisées pour chauffer des fluides à basse et très basse température, ou pour produire du froid. En montage thermofrigo-pompe, elles peuvent même assurer la production simultanée de chaud et de froid. Les PAC basiques et haute température, disponibles aujourd'hui permettent d'atteindre entre 65°C et 90°C, alors que les nouvelles générations de PAC très haute température, encore au stade de R&D, permettront de produire de la chaleur jusqu'à 120°C. Les performances des PAC sont d'autant meilleures que l'écart de température entre la source chaude et la source froide est faible.

La géothermie est généralement utilisée pour la production d'eau chaude sanitaire et de

chauffage dans les logements individuels. Il est important de rappeler que les systèmes géothermiques peuvent également participer à réduire de manière globale les besoins thermiques des industries.

LES SCHEMAS POSSIBLES ET CEUX QU'IL CONVIENT D'EVITER ABSOLUMENT

La géothermie très basse énergie (TBE), qu'elle soit sur champ de sondes ou sur aquifère offre les mêmes caractéristiques générales. C'est une source d'énergie disponible partout en France, facile à intégrer et à opérer, ayant une empreinte carbone très faible et soutenue par divers mécanismes financiers et de subventions. Pourtant, sa diffusion dans l'industrie est encore limitée, en partie par un manque de sensibilisation de l'industrie sur la filière et un amalgame avec la géothermie basse énergie (BE).

ATOUTS ET FREINS DE LA GEOTHERMIE

Les atouts et les freins de la géothermie dans les bâtiments sont nombreux :

1. Atouts	Freins
Système performant utilisant les calories présentes dans le sol	Coût à l'installation élevé
Système économique (coût d'exploitation faible)	Nécessité d'avoir un terrain adéquat pour accueillir les sondes de captage
Système écologique	

COUTS

Pour des installations de fortes puissances, comme dans l'industrie, les systèmes sur aquifère sont d'une manière générale plus compétitifs que les systèmes sur champ de sondes. De plus, les coûts varient plus fortement en fonction de la taille de l'installation (en kW) dans le cas d'un projet sur aquifère que dans le cas d'un projet sur champ de sondes. Les coûts d'investissement des systèmes sur champ de sondes se répartissent entre les sondes (entre 50 et 90 EUR/m linéaire pose comprise), la pompe à chaleur et l'installation. Pour les systèmes sur aquifère ou nappe, à puissance équivalente, les coûts d'investissement liés au sous-sol sont plus réduits conduisant à des coûts d'investissement totaux deux fois moins élevés en moyenne.

Sur champ de sondes

CAPEX : 1 200 – 2 000 EUR/kW

OPEX : 45 - 60 EUR/MWh_{utile}/an

Coût total de production :
69,8 – 146,5 EUR/MWh_{utile}/an

Sur aquifère / nappe

CAPEX : 500 – 1 400 EUR/kW

OPEX : 60 – 90 EUR/kW/an

Coût total de production :
52 – 129,2 EUR/MWh_{utile}/an

PRECONISATIONS

Nous vous conseillons donc de préconiser la réalisation une étude de faisabilité pour de la géothermie collective au minimum pour la ZAC, la géothermie sur nappe étant difficile à mettre en œuvre car les périmètres de champs captant sont proches du lieu d'implantation.

Il est nécessaire de rappeler que la future réglementation thermique (RE 2020), en vigueur dans les bâtiments d'habitation au 1^{er} Juillet 2020 imposera, pour les logements individuels et assimilés, l'utilisation d'énergie renouvelable pour la production d'eau chaude sanitaire. Le solaire est, à ce titre, l'une des sources privilégiées pour répondre à ce principe.

FICHE RE2020

CONTEXTE RE2020

Le respect des engagements pris dans la lutte contre le changement climatique, récemment réaffirmés dans la loi Energie Climat, suppose que la France atteigne la neutralité carbone en 2050. L'un des principaux leviers est d'agir sur les émissions des bâtiments, du secteur résidentiel comme du secteur tertiaire, qui représentent un quart des émissions nationales de gaz à effet de serre.

Dans ce cadre, les priorités de la future Réglementation environnementale sont de :

- **Diminuer l'impact sur le climat des bâtiments neufs** en prenant en compte l'ensemble des émissions du bâtiment sur son cycle de vie, dès la construction. Cela permettra d'une part d'inciter à des modes constructifs qui émettent peu de gaz à effet de serre ou qui permettent d'en stocker tels que le recours aux matériaux biosourcés. D'autre part, la consommation de sources d'énergie décarbonées sera encouragée, notamment la chaleur renouvelable.
- **Poursuivre l'amélioration de la performance énergétique et la baisse des consommations des bâtiments neufs.** La réglementation ira au-delà de l'exigence de la réglementation actuelle, en insistant en particulier sur la performance de l'isolation quel que soit le mode de chauffage installé, grâce au renforcement de l'indicateur « de besoin bioclimatique » (dit « Bbio »).
- **Garantir aux habitants que leur logement sera adapté aux conditions climatiques futures** en introduisant un objectif de confort en été. Les bâtiments devront mieux résister aux épisodes de canicule, qui seront plus fréquents et intenses du fait du changement climatique.

APPLICATION

A compter de l'été 2021, pour les permis de construire postérieurs à l'entrée en vigueur de la RE2020, la nouvelle réglementation s'appliquera exclusivement aux logements – maisons individuelles et logements collectifs – aux bureaux et à l'enseignement.

« Ce qui donnera à tous les acteurs de la filière de la construction un temps d'appropriation avant l'entrée en vigueur », dit le communiqué de presse. En réalité les opérations de bureaux et de logements collectifs neufs sont étudiées et définies bien avant leur dépôt de demande de permis de construire.

Les concepteurs et les Bureaux d'étude auront donc trois mois au 2e trimestre 2021 pour maîtriser cette nouvelle réglementation et concevoir leurs bâtiments avant les dépôts de demandes de permis de l'été. D'autant que les spécifications portant sur les bureaux et les locaux scolaires seront mis en consultation « avec un léger décalage » - sans plus de précision -, mais seront tout de même appliqués en même temps que la RE2020 portant sur les logements.

« Les bâtiments tertiaires plus spécifiques feront l'objet d'un volet ultérieur de la réglementation », avec un décalage d'un an environ. Donc l'hôtellerie et tous les autres

bâtiments d'hébergement, les commerces, les gares, les entrepôts et autres locaux de stockage, etc. resteront donc sous l'empire de la RT2012 pendant encore un moment.



FICHE RESEAU DE CHALEUR

RAPPEL SUR LE RESEAU DE CHALEUR

Un réseau de chaleur, est un ensemble d'installations produisant et distribuant de la chaleur au pied de plusieurs bâtiments. Ainsi, la chaleur délivrée par le réseau peut servir à chauffer des bâtiments, assurer la production d'eau chaude sanitaire, et peut avoir des usages plus spécifiques (chauffage de piscine, etc). Il existe également des réseaux de froid, fonctionnant sur le même principe, pour assurer le rafraîchissement des bâtiments, notamment sur des zones tertiaires.

Le réseau de chaleur est composé de plusieurs éléments :

La production :

Une ou plusieurs chaufferies, ou « centrales de production », font appel à des sources d'énergies renouvelables et/ou de récupération et/ou fossiles pour alimenter le réseau en chaleur.

La distribution :

Un réseau de distribution enterré ou disposé en caniveau, ou en galerie, dit « réseau primaire », achemine l'énergie grâce à un fluide caloporteur qui peut être sous forme d'eau chaude, d'eau surchauffée, ou de vapeur, depuis la ou les chaufferies centrales jusqu'aux bâtiments. Le réseau possède une canalisation aller qui amène le fluide caloporteur chaud, et une canalisation retour qui le ramène une fois refroidi. Le réseau est caractérisé, entre autres, par sa longueur, son diamètre, sa typologie.

La livraison :

La chaleur est livrée et comptée au niveau d'un poste de livraison, la « sous station », via un (ou plusieurs) échangeur de chaleur qui marque non seulement la séparation physique entre le réseau primaire et le réseau secondaire, mais représente également la limite contractuelle du service, en général juste après l'échangeur. Du fait de cette séparation physique, on parle de raccordement « indirect ».

Le réseau secondaire :

Il assure la distribution de la chaleur interne au bâtiment (circuits de chauffage et eau chaude). Bien qu'étant en dehors du service réseau de chaleur, les installations secondaires doivent impérativement être prises en compte dans l'étude de faisabilité.

TYPES D'UTILISATION

Les réseaux de chaleur sont principalement utilisés à des fins de chauffage résidentiel (logements et eau chaude sanitaire) mais ils peuvent desservir de nombreux autres types de bâtiments : immeubles de bureaux, centres commerciaux, hôpitaux, usines, etc.

Les réseaux de chaleur répondent très souvent à des initiatives publiques locales, portées par des collectivités ou des organismes qui en sont proches. Contrairement aux réseaux de gaz et d'électricité qui maillent l'ensemble du territoire en France, ils sont uniquement locaux, à l'échelle d'une ville ou d'un quartier.

Le réseau de chaleur est généralement utilisé avec des énergies renouvelables (bois, solaire, géothermie) mais peut également être alimenté via des énergies fossiles (gaz, fioul).

LES SCHEMAS POSSIBLES ET CEUX QU'IL CONVIENT D'ÉVITER ABSOLUMENT

Les réseaux de chaleur permettent de concentrer les contraintes liées à la production de chaleur et de pouvoir potentiellement :

- Mieux maîtriser les nuisances (qualité de l'air, bruit, stockage de combustible, etc.) grâce à des actions centralisées au niveau de la chaufferie ;
- Augmenter l'efficacité énergétique des systèmes de production grâce à des unités de qualité industrielle, pilotées et entretenues toute l'année par des professionnels ;
- Faire évoluer le bouquet énergétique du chauffage de tout un quartier ou toute une ville sans intervention dans les bâtiments ou dans les rues en remplaçant par exemple une chaudière au fioul ou au charbon par une chaudière au bois au niveau de la chaufferie ;
- Mobiliser des énergies renouvelables et de récupération peu utilisée par ailleurs comme la géothermie profonde, la chaleur fatale industrielle, etc.

Les réseaux de chaleur ne peuvent se développer partout. Les principaux facteurs conditionnant l'implantation d'un réseau de chaleur sont : la densité urbaine, l'organisation spatiale de cette densité, la présence de bâtiments aux besoins de chaleur importants et stables (hôpitaux, etc.), le coût des travaux (variables selon le contexte urbain), la présence de ressources locales (notamment d'énergies renouvelables ou de récupération), etc.

L'opportunité d'un réseau de chaleur (en création ex nihilo comme en extension d'un réseau existant) doit donc être étudiée au cas par cas. Les gestionnaires de réseaux de chaleur ne peuvent pas s'appuyer sur un dispositif de soutien de péréquation nationale comme celui dont bénéficient les gestionnaires de réseaux électriques.

Pour rappel, les charges de ces dernières relatives à l'exploitation, au développement et à l'entretien de réseaux électriques sont compensées par un tarif TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité), identique partout en France (cela permet de mutualiser au niveau national le coût du développement de réseaux électriques dans certaines zones présentant un bilan économique défavorable).

ATOUTS ET FREINS DU SOLAIRE THERMIQUE

Les atouts et les freins des réseaux de chaleur pour les bâtiments sont nombreux :

Atouts	Freins
Maîtrise des nuisances (qualité de l'air, bruit ...)	Densité urbaine
Augmentation de l'efficacité énergétique grâce à des unités de qualité industrielle	Présence de bâtiments aux besoins de chaleur importants dans le quartier
Evolution du bouquet énergétique de tout un quartier	Coût des travaux
Mobilisation d'énergies renouvelables	

COUTS

L'association AMORCE réalise chaque année, avec le SNCU, une étude sur les prix de la chaleur, dans les réseaux et en comparaison avec d'autres modes de chauffage. Selon cette étude, en 2009 :

- En moyenne nationale, le prix du chauffage par réseau de chaleur est de 60,2€/MWh HT, et 50€/MWh si le réseau utilise majoritairement des énergies renouvelables et de récupération
- L'écart entre les réseaux les moins chers et les réseaux les plus chers est très marqué : les prix varient de 25€/MWh à environ 120€/MWh
- En moyenne et en coût global sur un logement type, le chauffage par réseau de chaleur est au niveau des solutions de chauffage au gaz (de l'ordre de 1100€/an TTC pour un appartement moyen), mais il présente en outre des atouts environnementaux.

PRECONISATIONS

Nous vous conseillons donc de préconiser l'utilisation de ce type d'énergie pour tous les bâtiments dont les besoins sont importants en imposant une étude de faisabilité au minimum pour les bâtiments collectifs.

Il est nécessaire de rappeler que la future réglementation thermique (RE 2020), en vigueur dans les bâtiments d'habitation au 1^{er} Juillet 2020 imposera, pour les logements individuels et assimilés, l'utilisation d'énergie renouvelable pour la production d'eau chaude sanitaire. Le solaire est, à ce titre, l'une des sources privilégiées pour répondre à ce principe.

FICHE ENERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

RAPPEL SUR LE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

L'énergie solaire est une énergie gratuite, abondante et renouvelable. C'est une énergie renouvelable utilisée pour la production d'électricité, que ce soit pour la revente au distributeur d'énergie ou en autoconsommation.

Un rayonnement global d'environ 1200 kWh/m² « tombe » par an sur les départements du nord de la France, cela correspond à peu près à 120 litres de fioul par m².

Cette énergie arrive sous deux formes, le rayonnement direct provenant directement du soleil et le rayonnement diffus lorsque le ciel est nuageux. Le rayonnement diffus représente plus de la moitié du rayonnement annuel dans nos régions.

Une installation solaire photovoltaïque permet de récupérer environ 40 à 60% du rayonnement global provenant du soleil pour produire de l'électricité, destinée à la revente au distributeur d'énergie ou à l'autoconsommation.

Le schéma suivant présente une installation simplifiée de type solaire collectif pour la production d'eau chaude sanitaire.

Une installation solaire comprend les éléments suivants :

- Un **réseau de capteurs solaires** qui permet de transférer l'énergie solaire vers l'onduleur ;
- Le circuit primaire qui permet de transporter et de transférer l'énergie solaire vers l'onduleur ;
- Le **ballon de stockage solaire** qui permet d'accumuler l'eau chaude pour une utilisation ultérieure ;
- Une **source d'énergie d'appoint**, instantanée ou couplée ;
- Différents organes en fonction des systèmes : circulateurs primaires et secondaires, régulateurs, sondes, etc.



TYPES D'UTILISATION

L'énergie solaire photovoltaïque peut être utilisée dans la région sans restriction particulière, autant dans les logements individuels que les logements collectifs ou encore dans les bâtiments du secteur industriel.

Les installations solaires thermiques permettent de faire des économies d'énergie qui représentent environ :

- Réduction de 75% de la consommation d'un logement individuel par exemple

LES SCHEMAS POSSIBLES ET CEUX QU'IL CONVIENT D'ÉVITER ABSOLUMENT

Plusieurs éléments sont à retenir pour l'installation d'énergie solaire pour la production d'eau chaude :

- **Éviter tout surdimensionnement** : en effet, il est toujours préférable de sous dimensionner une installation solaire :
 - L'investissement d'une installation solaire « sous dimensionnée » sera toujours mieux rentabilisé ;
- **Incliner les panneaux solaires à 45° environ ;**
- **Maintenir une orientation au sud à plus ou moins 25° maximum ;**
- **Limiter les ombres et les masques (bâtiments proches, végétation) ;**

L'utilisation du solaire en combinaison revente et autoconsommation, peut être privilégiée pour les maisons individuelles. Ce principe peut néanmoins être étudié dans le cas de bâtiments collectifs, une étude spécifique doit permettre de dimensionner au mieux les composants pour limiter les surchauffes et optimiser économiquement l'ensemble.

ATOUTS ET FREINS DU SOLAIRE THERMIQUE

Les atouts et les freins du solaire photovoltaïque dans les bâtiments sont nombreux :

Atouts	Freins
Production d'énergie renouvelable décarbonée	Vigilance sur la définition du montage à réaliser bien en amont et permettant de maximiser les surfaces équipées
Economie annuelle	Investissement
Image de bâtiment vertueux et innovant	Au-delà de 3 kWc : installation soumise aux impôts
Solution pour tendre vers un objectif BEPOS	
Proposition de projet innovant possibles (smart grid)	

GAINS ÉNERGETIQUES ET CARBONE

Production annuelle solaire de 940 MWh soit 80 kWHEP/m².an soit les trois quarts de la consommation d'un logement. Le gain carbone représente environ 75 t eq CO₂ par an soit 2,5 k eqCO₂/m².an soit 0,15% du poids carbone total d'un logement.

COUTS

L'investissement pour l'installation d'un système de panneaux solaires photovoltaïques représente en moyenne 2,5€/Wc pour les maisons individuelles, ou encore 1,4€/Wc pour une installation de 36 kWc soit environ 250 m², 1,2€/Wc pour une installation de 100 kWc soit environ 550 m². Au-delà de 550 m², le coût est de 1€/Wc.

PRECONISATIONS

L'intégration d'énergie solaire a été prise en compte lors de la modélisation initiale (niveau BBC). Sans cette utilisation, les consommations en énergie pourraient se trouver augmentées.

Nous vous conseillons donc de préconiser l'utilisation de ce type d'énergie pour tous les bâtiments dont les besoins en électricité ou les surfaces sont importantes en imposant une étude de faisabilité au minimum pour tous les bâtiments.



FICHE ENERGIE SOLAIRE THERMIQUE

RAPPEL SUR LE SOLAIRE THERMIQUE

L'énergie solaire est une énergie gratuite, abondante et renouvelable. C'est l'énergie renouvelable de prédilection pour la production d'eau chaude, notamment celle à basse température.

Un rayonnement global d'environ 1200 kWh/m² « tombe » par an sur les départements de du nord de la France, cela correspond à peu près à 120 litres de fioul par m².

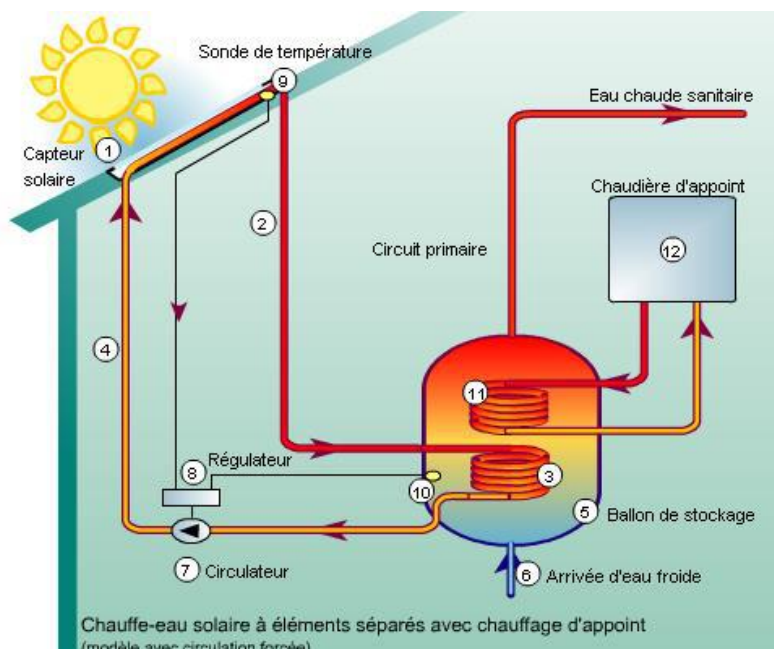
Cette énergie arrive sous deux formes, le rayonnement direct provenant directement du soleil et le rayonnement diffus lorsque le ciel est nuageux. Le rayonnement diffus représente plus de la moitié du rayonnement annuel dans nos régions.

Une installation solaire thermique permet de récupérer environ 40 à 60% du rayonnement global provenant du soleil pour chauffer de l'eau, destinée à la production d'eau chaude sanitaire ou à du chauffage.

Le schéma suivant présente une installation simplifiée de type solaire collectif pour la production d'eau chaude sanitaire.

Une installation solaire comprend les éléments suivants :

- Un **réseau de capteurs solaires** qui permet de transférer l'énergie solaire au fluide qui le traverse au moyen de l'absorbeur ;
- Le **circuit primaire** qui permet de transporter et de transférer l'énergie solaire vers l'eau à travers un échangeur externe ou interne ;
- Le **ballon de stockage solaire** qui permet d'accumuler l'eau chaude pour une utilisation ultérieure ;
- Une **source d'énergie d'appoint**, instantanée ou couplée à un stockage d'eau chaude ;
- Différents organes en fonction des systèmes : circulateurs primaires et secondaires, régulateurs, sondes, etc.



TYPES D'UTILISATION

L'énergie solaire thermique peut être utilisée dans la région sans restriction particulière, autant dans les logements individuels que les logements collectifs.

Les établissements recevant des personnes âgées de type **EHPAD** sont eux aussi de bons candidats à l'utilisation du solaire thermique car les **besoins en eau chaude sanitaire sont importants toute l'année**.

Les locaux liés à une activités de loisirs peuvent présentés un intérêt à l'utilisation du solaire thermique

En revanche, les **locaux tertiaires et les commerces** ont généralement de faibles besoins en eau chaude. Il n'est donc **pas judicieux de le prévoir pour ces bâtiments** (en dehors de commerces spécifiques avec des forts besoins d'eau chaude).

Le solaire thermique est généralement utilisé pour la production d'eau chaude sanitaire. Il est important de rappeler que les systèmes solaires thermiques peuvent également participer à réduire de manière globale les besoins thermiques des bâtiments en produisant également une partie du chauffage.

Les installations solaires thermiques permettent de faire des économies d'énergie qui représentent environ :

- 40 à 50% des besoins d'eau chaude sanitaire lorsque le solaire est uniquement dimensionné pour la production d'eau chaude,
- 30% environ sur le chauffage et 60 à 65% sur l'eau chaude lorsque le système est dimensionné pour assurer une part des besoins de chauffage en complément de l'eau chaude.

LES SCHEMAS POSSIBLES ET CEUX QU'IL CONVIENT D'EVITER ABSOLUMENT

Plusieurs éléments sont à retenir pour l'installation d'énergie solaire pour la production d'eau chaude :

- **Environ 4 à 5 m² pour les maisons individuelles ;**
- **Environ 1 à 1,5 m² pour les logements collectifs ;**
- **Eviter tout surdimensionnement** : en effet, il est toujours préférable de sous dimensionner une installation solaire :
 - L'investissement d'une installation solaire « sous dimensionnée » sera toujours mieux rentabilisé ;
 - Les risques de surchauffe (en mi-saison et en été) du liquide caloporteur de l'installation seront réduits ce qui augmentera la pérennité de l'installation (pas de risque de corrosion des tuyaux) ;
 - Les subventions de l'ADEME (logements collectifs notamment) sont liées à un rendement minimum de 400 kWh/m²/an ce qui conduit à limiter le nombre de capteurs ;
- **Incliner les panneaux solaires à 45° environ ;**

- **Maintenir une orientation au sud à plus ou moins 25° maximum ;**

- **Limiter les ombres et les masques (bâtiments proches, végétation) ;**

- Ne pas installer autant d'installations solaires que de logements dans un bâtiment collectif. Ce principe est parfois préconisé mais il n'est jamais rentable d'un point de vue technique ou économique ;
- Dans une installation solaire collective, il convient de limiter au mieux la longueur de tuyauterie de distribution et d'isoler ces tuyauteries au maximum. En effet, afin de réduire les risques de légionnelles, l'eau chaude devra généralement circuler en continu dans l'ensemble des logements (notion de bouclage), 24h/24 7j/7 toute l'année. Les pertes de bouclage peuvent ainsi être très importantes et limiter d'autant le gain des installations solaires.

L'utilisation du solaire en combinaison chauffage + eau chaude, est généralement privilégiée pour les maisons individuelles avec un plancher chauffant de type PSD (plancher solaire direct). Ce principe peut néanmoins être étudié dans le cas de bâtiments collectifs, une étude spécifique doit permettre de dimensionner au mieux les composants pour limiter les surchauffes et optimiser économiquement l'ensemble.

ATOUTS ET FREINS DU SOLAIRE THERMIQUE

Les atouts et les freins du solaire thermique dans les bâtiments sont nombreux :

Atouts	Freins
Production vertueuse	Toitures mal orientés
Facture énergétique plus stable dans le temps	Masques proches
Schémas de principe hydraulique fiabilisés (bibliothèque SOCOL)	Intégration architecturale en toiture
Installateurs disposant d'une qualification QUALISOL	Maintenance d'un système supplémentaire
	Compatibilité difficile avec un quartier solaire photovoltaïque

GAINS ENERGETIQUES ET CARBONE

L'installation d'un système tel que le solaire thermique permet de couvrir en moyenne, 55% des besoins en eau chaude sanitaire dans un logement. Cela représente ainsi 1,67 MWh/maison.an ou 1 MWh/appartement.an.

Des gains en carbone sont aussi constatés, cela représente 230 kg eq CO₂/appartement.an ou 385 kg eq CO₂/maison.an soit 0,2% pour un seuil moyen à 1 550 kg/m² de surface de plancher.

COUTS

L'investissement pour l'installation d'un système de production d'eau chaude sanitaire via le

solaire thermique représente 1 000 à 1 700€ par logement pour un système de chauffe-eau solaire collectif à stockage centralisé ou 1 600 à 2 000€ par logement auxquels viennent s'ajouter 1 000€ pour le ballon pour l'installation d'un système de chauffe-eau solaire collectif individualisé.

PRECONISATIONS

L'intégration d'énergie solaire a été prise en compte lors de la modélisation initiale (niveau BBC). Sans cette utilisation, les consommations en énergie pour l'eau chaude pourraient se trouver doublées.

Nous vous conseillons donc de préconiser l'utilisation de ce type d'énergie pour tous les bâtiments dont les besoins d'eau chaude sont importants en imposant une étude de faisabilité au minimum pour les bâtiments collectifs.

Il est nécessaire de rappeler que la future réglementation thermique (RE 2020), en vigueur dans les bâtiments d'habitation au 1^{er} Juillet 2020 imposera, pour les logements individuels et assimilés, l'utilisation d'énergie renouvelable pour la production d'eau chaude sanitaire. Le solaire est, à ce titre, l'une des sources privilégiées pour répondre à ce principe.

