

PROJET D'AMÉNAGEMENT D'UN PARC D'ACTIVITÉS DE 50Ha 10 RUE ANTOINE DE SAINT-EXUPERY 33 290 BLANQUEFORT



ETUDE DE FAISABILITE SUR LE POTENTIEL DE DEVELOPPEMENT EN ENERGIES RENOUVELABLES DE LA ZONE

MAITRE D'OUVRAGE :

AXTOM

AXTOM ENR AMENAGEMENT
8 rue Henri Rochefort
75017 Paris
Cyrielle DECHERF
07 77 98 15 24
cdechurf@ax-dev.eu

MAITRISE D'ŒUVRE FLUIDES :

e-ENERGY
PROJECT MANAGEMENT

E-ENERGY PROJECT MANAGEMENT
103 avenue Maréchal de Saxe
69003 LYON
Arthur MESLIN
06 07 71 36 80
ameslin@e-energy.com

e-ENERGY
PROJECT MANAGEMENT

Phase - Indice

Etude - 4

Date

29.10.2024

Rédacteur

AM

SOMMAIRE

1. Préambule	4
1.1. Objet de l'étude	4
1.2. Contexte réglementaire	4
1.3. Situation et description du projet	6
1.3.a. SITUATION GEOGRAPHIQUE	6
1.3.b. HYPOTHESES	6
2. Détermination des besoins	7
2.1. Profil et niveau de consommation	7
2.2. Besoins énergétiques sur le projet	7
2.2.a. DONNÉES ET HYPOTHESES	7
2.2.b. HYPOTHESES DE PRODUCTION	9
3. Diagnostic du potentiel en énergies renouvelables	10
3.1. Éléments de contexte	10
3.1.a. CONTENU	10
3.2. Ressource éolienne	11
3.2.a. GISEMENT EOLIEN	11
3.3. Ressource solaire	12
3.3.a. GISEMENT SOLAIRE	12
3.3.b. APPLICATION D'UNE INSTALLATION PV : SUR BATIMENTS	13
3.3.c. APPLICATION D'UNE INSTALLATION PV : OMBRIERES PARKING	15
APPROCHE TECHNIQUE ET FINANCIERE	18
MONTAGE AVEC UN TIERS INVESTISSEUR	18
3.3.d. APPROCHE DE L'AUTOCONSOMMATION ELECTRIQUE	19
3.3.e. CONCLUSION SUR LE POTENTIEL SOLAIRE	20
3.4. Réseau de chaleur	21
3.4.a. RESEAU URBAIN	21
3.4.a. RESEAU DE CHALEUR PRIVE	21
3.5. Ressource Biomasse	23
3.5.a. POTENTIEL DE LA REGION	23
3.5.b. BESOINS SUR LE PROJET	23
3.5.c. CONCLUSION SUR LE POTENTIEL DE LA CHALEUR BIOMASSE	23
3.6. Ressource gaz	24
3.6.a. POSSIBILITE DE RACCORDEMENT	24
3.6.b. CONCLUSION SUR LE POTENTIEL DE RACCORDEMENT GAZ	25
3.7. Ressource géothermique	25

3.7.a. DESCRIPTION DES EQUIPEMENTS.....	26
3.7.b. GISEMENT DE GEOTHERMIE DE MINIME IMPORTANCE	26
3.7.c. CONCLUSION SUR LE POTENTIEL DE LA GEOTHERMIE.....	29
3.8. Étude environnementale	31
3.8.a. GENERALITE.....	31
3.8.b. ANALYSE CARBONE DU PROJET	32
3.9. Synthèse du potentiel en énergies renouvelables	36

1. PREAMBULE

1.1. Objet de l'étude

Dans le cadre d'un projet d'aménagement porté par AX TOM ENR AMENAGEMENT d'un site de 50Ha à Blanquefort (33), la présente note a pour objet l'étude des opportunités en énergies renouvelables sur la surface du projet.

Dans un premier temps, le besoin en chaud, en froid et en électricité est évalué pour l'ensemble à construire.

Ensuite, le potentiel énergétique local est étudié afin de produire chaleur et électricité nécessaire au complexe.

Les ressources énergétiques suivantes sont étudiées dans le cadre de ce projet :

- Ressource éolien et solaire photovoltaïque ;
- Ressource géothermique sur nappe et sur sonde;
- Gaz

Enfin, ce document présentera différents scénarios de desserte énergétique du projet ayant recours à des énergies renouvelables.

Cette étude permettra in fine au maître d'ouvrage de se positionner sur l'opportunité de développement des énergies renouvelables sur le parc.

1.2. Contexte réglementaire

Cette opération d'aménagement entre dans le cadre de la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets complétée par les articles L171-4 du code de la construction et de l'habitation et L111-19-1 du code de l'urbanisme.

À compter du 1^{er} juillet 2023 :

- les constructions de bâtiments ou parties de bâtiment à usage commercial, industriel ou artisanal, les constructions de bâtiments à usage d'entrepôt, les hangars non ouverts au public faisant l'objet d'une exploitation commerciale et les constructions de parcs de stationnement couverts accessibles au public, lorsqu'elles créent plus de 500 m² d'emprise au sol ;
- Les constructions de bâtiments ou parties de bâtiment à usage de bureaux, lorsqu'elles créent plus de 1 000 mètres carrés d'emprise au sol

Devront intégrer soit un procédé de production d'énergies renouvelables, soit un système de végétalisation basé sur un mode cultural ne recourant à l'eau potable qu'en complément des eaux de récupération, garantissant un haut degré d'efficacité thermique et d'isolation et favorisant la préservation et la reconquête de la biodiversité, soit tout autre dispositif aboutissant au même résultat.

Ces obligations sont réalisées en toiture du bâtiment ou sur les ombrières surplombant les aires de stationnement, sur une surface minimale au moins égale à une proportion de la toiture du bâtiment construit ou rénové de manière lourde et des ombrières créées.

Cette proportion est au moins de :

- 30 % depuis le 1er juillet 2023,
- 40 % à compter du 1er juillet 2026,
- 50 % à compter du 1er juillet 2027

En complément de l'article n°8 de la loi n°2009-967 du 3 août 2009, par le biais de l'article L300-1 du code de l'urbanisme en vigueur depuis le 22 juillet 2023. Cet article mentionne que « Les actions ou opérations d'aménagement ont pour objets de mettre en œuvre un projet urbain, une politique locale de l'habitat, d'organiser la mutation, le maintien, l'extension ou l'accueil des activités économiques, de favoriser le développement des loisirs et du tourisme, de réaliser des équipements collectifs ou des locaux de recherche ou d'enseignement supérieur, de lutter contre l'insalubrité et l'habitat indigne ou dangereux, de permettre le recyclage foncier ou le renouvellement urbain, de sauvegarder, de restaurer ou de mettre en valeur le patrimoine bâti ou non bâti et les espaces naturels, de renaturer ou de désartificialiser des sols, notamment en recherchant l'optimisation de l'utilisation des espaces urbanisés et à urbaniser. »

Réalisé conformément aux textes réglementaires en vigueur, l'objet de ce rapport est d'étudier les différentes opportunités de dessertes énergétiques utilisant des énergies renouvelables et de présenter, en première approche, un comparatif environnemental permettant d'orienter les solutions techniques pertinentes.

1.3. Situation et description du projet

1.3.a. SITUATION GEOGRAPHIQUE

L'opération d'aménagement est située à Blanquefort, commune limitrophe de Bordeaux, et appartenant à l'agglomération intra-départementale bordelaise dans le département de la Gironde. L'emplacement du projet est délimité par le lac de Padouens d'un côté, et le site MMT-Bordeaux côté ouest.



1 : Situation géographique du projet (source : Google Maps)

1.3.b. HYPOTHESES

Les surfaces du projet sont réparties de la manière suivante :

- 50 Ha de surface privative, dont :
 - 414 906m² de surface disponible sur la totalité dont :
 - 233 646m² à usages industriels
 - 121 717m² à usages tertiaires type PME-PMI
 - 59 543m² à usages de services et bureaux
 - 87 866m² de voirie, et surfaces communes dont :
 - 12 687m² de voirie
 - 5 724m² de noues de gestion des eaux pluviales
 - 12 113m² de sentiers et espaces verts
 - 67 143mm² de zones vertes et sanctuarisées

2. DETERMINATION DES BESOINS

2.1. Profil et niveau de consommation

Les calculs de puissances appelées et de besoins énergétiques sont effectués sur la base de ratios de besoins et de puissances, qui restent à ce stade des hypothèses de projet projetées. Ils s'appuient sur des besoins énergétiques et de puissances constatés lors de précédents projets pour des bâtiments neufs, à usage d'industrie, d'activité et de bureaux/services.

Les besoins d'électricité et de chaleur ainsi calculés intègrent des hypothèses de besoins dus aux bâtiments et les besoins liés aux usages des bâtiments. Cette évaluation ne se limite pas au calcul des usages réglementaires, l'objectif étant de projeter des puissances énergétiques sur le projet.

2.2. Besoins énergétiques sur le projet

Les surfaces à construire s'étendent sur une emprise de 163 575m² et sont principalement des industries, locaux artisanaux ou bureaux et services. Aucun logement ne sera implanté sur ce parc d'activités.

La zone gravillonnaire implantée en place du lot 08 sera à terme une construction PME-PMI. L'étude prendra en compte les besoins de ce futur bâtiment (avec ratios de consommations à date de rédaction)

2.2.a. DONNÉES ET HYPOTHESES

La surface du tènement ne sera pas couverte à 100% par des constructions et l'occupation est également à déterminer.

On prend les données suivantes (d'après carnet de surface du 30 septembre 2024) :

- Emprise des constructions (sur 414 906m²) :
 - o 39% de bâtiment
 - o 30% d'espaces verts
 - o 31% de parking ou aire de retournement
- Occupation de l'espace intérieur :
 - o Industrie :
 - 75% industrie (12°C de température intérieure minimum) dont :
 - 20% travaillant 24h/24
 - 20% refroidi (froid positif)
 - 25% de locaux techniques non chauffés/refroidi
 - o PME-PMI :
 - 80% stockage (12°C de température intérieure minimum)
 - 20% bureaux (chauffage + climatisation)
 - o Services et bureaux : 100% de bureaux (chauffage + climatisation)
- Hypothèse d'occupation selon les usages :
 - o Industries :

- 20% des industries : 24h/j – 365j/an
- 80% des industries : 10h/j – 218j/an
- PME-PMI et Bureaux/services :
 - 10h/j,
 - 218 jours d'occupation effective

Pour les industries, le besoin communiqué par le client est une production de froid pour 20% des bâtiments. En revanche, nous considérerons tous les bureaux climatisés.

Les données et nos hypothèses nous permettent de tirer les éléments de consommation suivants :

USAGE INDUSTRIEL	Ratio kW _{EF} /m ²	
Surface de plancher des bâtiments	147 086 m ²	
Consommation annuelle d'éclairage	12	2 118 MWh
Besoin annuel de chauffage	42 _{moy}	4 633 MWh
Besoin annuel de rafraîchissement	16 _{moy}	1 765 MWh
Consommation annuelle des besoins process industriel et autres	30	4 413 MWh
Consommation annuelle de ventilation	5	735 MWh
Total :	13 664 MWh	
USAGE PME-PMI	Ratio kW _{EF} /m ²	
Surface de plancher des bâtiments	67 094m ²	
Consommation annuelle d'éclairage	12	805 MWh
Besoin annuel de chauffage	23 _{moy}	1 543 MWh
Besoin annuel de climatisation (20% de bureaux)	21	282 MWh
Consommation annuelle des besoins process et autres	6	403 MWh
Consommation annuelle de ventilation	4	268 MWh
Total :	3 301 MWh	
USAGE SERVICES ET BUREAUX (100% bureaux)	Ratio kW _{EF} /m ²	
Surface de plancher des bâtiments	36 164 m ²	
Consommation annuelle d'éclairage	11	398 MWh
Besoin annuel de chauffage	16	579 MWh
Besoin annuel de climatisation	13	470 MWh
Consommation annuelle de ventilation	19	687 MWh
Consommation annuelle des besoins auxiliaires	25	904 MWh
Total :	3 038 MWh	
TOTAL CONSOMMATION DU SITE	20 003 MWh	

La consommation en ECS est considérée négligeable étant sur un lieu de travail. Entre 1 et 3 kWhEF/m², elle est incluse dans la section « process et autres » ou « auxiliaires » selon le cas.

2.2.b. HYPOTHESES DE PRODUCTION

Nos hypothèses prenant en compte les bureaux climatisés, nous considérons un système de production de chaleur et froid donné par le client par **Pompe à Chaleur (PAC) Air-Air à 50% et PAC Air-Eau pour le reste (50%)**.

Les besoins en énergie étant nécessaires été comme hiver, tous les bureaux sont considérés comme indépendants, y compris la part de bureaux des PME-PMI. En revanche, les besoins en chaud des bâtiments industriels et des plateformes logistiques nécessitant beaucoup d'énergie, nous considérerons un système central pour tous les usages dans la suite de l'étude, excluant le lot 14, ayant des contraintes techniques pour acheminer un réseau commun (5 480MWh)

3. DIAGNOSTIQUE DU POTENTIEL EN ENERGIES RENOUVELABLES

3.1. Éléments de contexte

3.1.a. CONTENU

Cette section a vocation à décrire l'état des lieux énergétique du site. Ce diagnostic permettra d'identifier les ressources disponibles pour la production d'énergies renouvelables. Cette approche détaillera les critères techniques de faisabilité (potentiel, exploitabilité) et réglementaires (prise en compte des servitudes, éligibilité à la géothermie...). Les sources d'énergie locales identifiées comme opportunes doivent permettre d'assurer l'approvisionnement en électricité, en chaleur et en froid.

Les ressources énergétiques pouvant être utilisées dans cette optique sont les suivantes :

- Énergie éolienne et solaire (photovoltaïque) ;
- Pompe à chaleur ;
- Réseau de chaleur ;
- Biomasse ;
- Gaz ;
- Ressource géothermique (sur nappe et sur sonde) ;

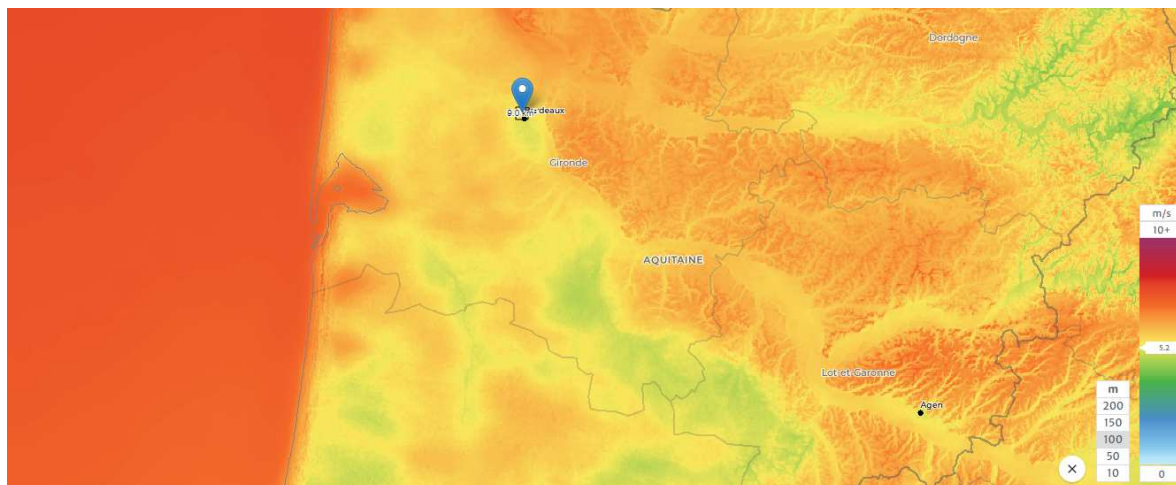
3.2. Ressource éolienne

Cette étude consiste à remplacer ou tout du moins compléter la production électrique réseau par des sources générant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables pour l'alimentation des systèmes des futures installations.

3.2.a. GISEMENT EOLIEN

Blanquefort dispose des deux énergies renouvelables complémentaires que sont le solaire et l'éolien. En revanche si ces deux énergies se complètent, les ressources varient selon les emplacements. Dans le cas de l'éolien, les reliefs, les orientations et la végétation sont des facteurs qui exercent une influence sur la vitesse des vents.

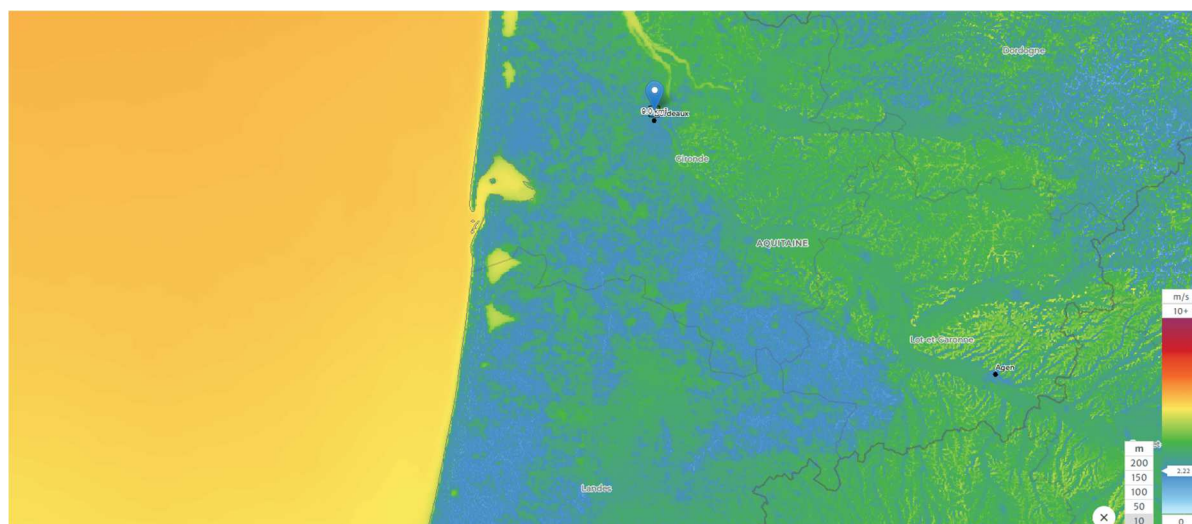
Le site globalwindatlas.info répertorie les caractéristiques mondiales des ressources en vent. Dans notre cas, la zone a une densité de vent moyenne :



2. Ressources éoliennes de la zone à 100m d'altitude (source : <https://globalwindatlas.info/fr>)

Etant donnée la configuration plutôt citadine de la zone, il ne sera pas possible d'installer des éoliennes telles qu'on les connaît. En revanche, en cas de développement de petites éoliennes, il sera potentiellement possible d'exploiter cette énergie d'ici quelques années en milieu urbain.

Le potentiel à basse altitude est également étudié avec une altitude avoisinant celle des bâtiments les plus hauts de la zone, à 10m d'altitude :



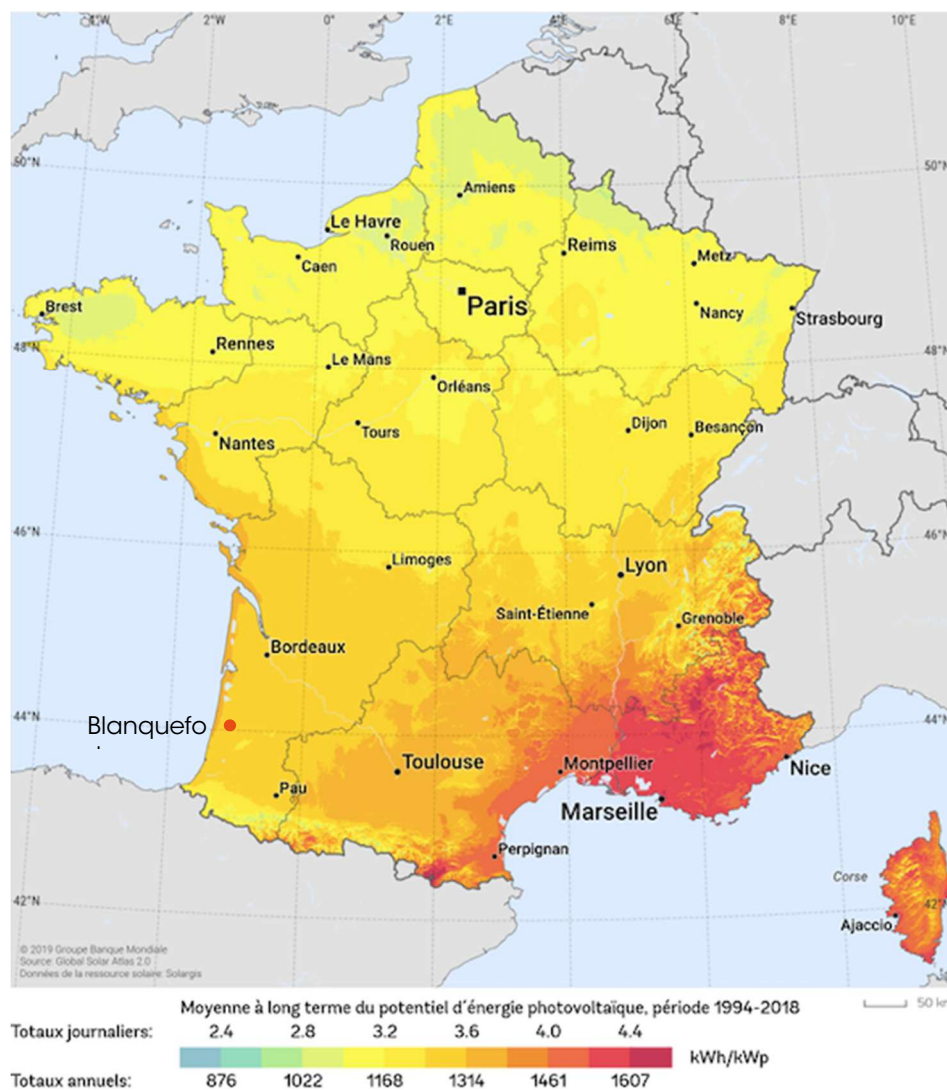
3. Ressources éoliennes de la zone à 10m d'altitude (source : <https://globalwindatlas.info/fr>)

Le potentiel éolien est alors réduit pour une vitesse du vent d'environ 2,2m/s contre 5,2 m/s à 100m.

À titre de comparaison, les petites éoliennes présentées récemment ont une vitesse de démarrage à environ 4m/s.

3.3. Ressource solaire

3.3.a. GISEMENT SOLAIRE



4. Gisement solaire en France (Sources : SolarGIS)

Blanquefort bénéficie d'un bon potentiel solaire, avec une valeur de rayonnement global sur plan horizontal de 1.390 kWh/m² en moyenne (l'irradiation globale annuelle en France varie de 1.022 kWh/m² dans le Nord à près de 1.700 kWh/m² dans le Sud-est).

Ce bon ensoleillement nous conduit à analyser plus en détail le potentiel solaire du projet d'aménagement et de le comparer aux besoins énergétiques, c'est l'objet des deux parties ci-dessous.

Afin de déterminer le potentiel photovoltaïque du futur parc d'activité, une étude a été menée à partir des plans transmis et des suppositions basés sur des ratios de puissance installée pour chacune des consommations.

Les hypothèses de production d'électricité et de besoins chaud-électricité ont été étudiés sur une surface globale, et non par lot.

Ces plans nous permettent d'imaginer l'aménagement du site. Nous sommes partis sur un taux de couverture de la zone par des constructions équivalent à la surface d'emprise au sol, soit 163 757m². L'autre partie sera composée de parkings et autres espaces végétalisés.

Les équipements techniques en toiture (comprenant les lanterneaux, les cheminements, les cheminées, crosses et autres installations) ne nous permettent pas d'exploiter les 163 757m². Nous estimons alors une possibilité optimiste d'installer des panneaux photovoltaïques sur une surface (arrondie) de :

- 50% des toitures des industries, soit 54 000m²,
- 70% des toitures des PME-PMI, soit 37 600m²,
- 50% des toitures des bureaux, soit 5 400m²

Soit une surface totale de 97 000 m².

Le potentiel d'ensoleillement a ensuite été estimé via le logiciel en ligne Photovoltaic Geographical Information System (https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/fr/#api_5.1).

Ce logiciel permet d'estimer l'ensoleillement sur une zone géographique précise via des données satellites en prenant en compte d'autres paramètres de configuration des installations comme l'inclinaison des panneaux, la position de montage...

Les résultats ont ensuite été extrapolés au parc d'activités en prenant en référence la part de toiture équipée pour déterminer la production.

Cette étude macro est à prendre avec précaution et constitue une première approche qui devra être complétée avec des données plus fiables. En effet un certain nombre de paramètres n'ont pas été pris en compte comme les masques solaires pouvant entraîner des conséquences importantes sur le rendement de ces installations (notamment pour le solaire photovoltaïque).

Les éléments importants à prendre en compte sont les potentiels masques proches avec les autres bâtiments qui seront autour. Cela pourrait constituer une zone d'ombrage sur une chaîne de panneaux et en réduire l'efficacité. Pour notre site, nous considérons ces masques négligeables.

3.3.b. APPLICATION D'UNE INSTALLATION PV : SUR BATIMENTS

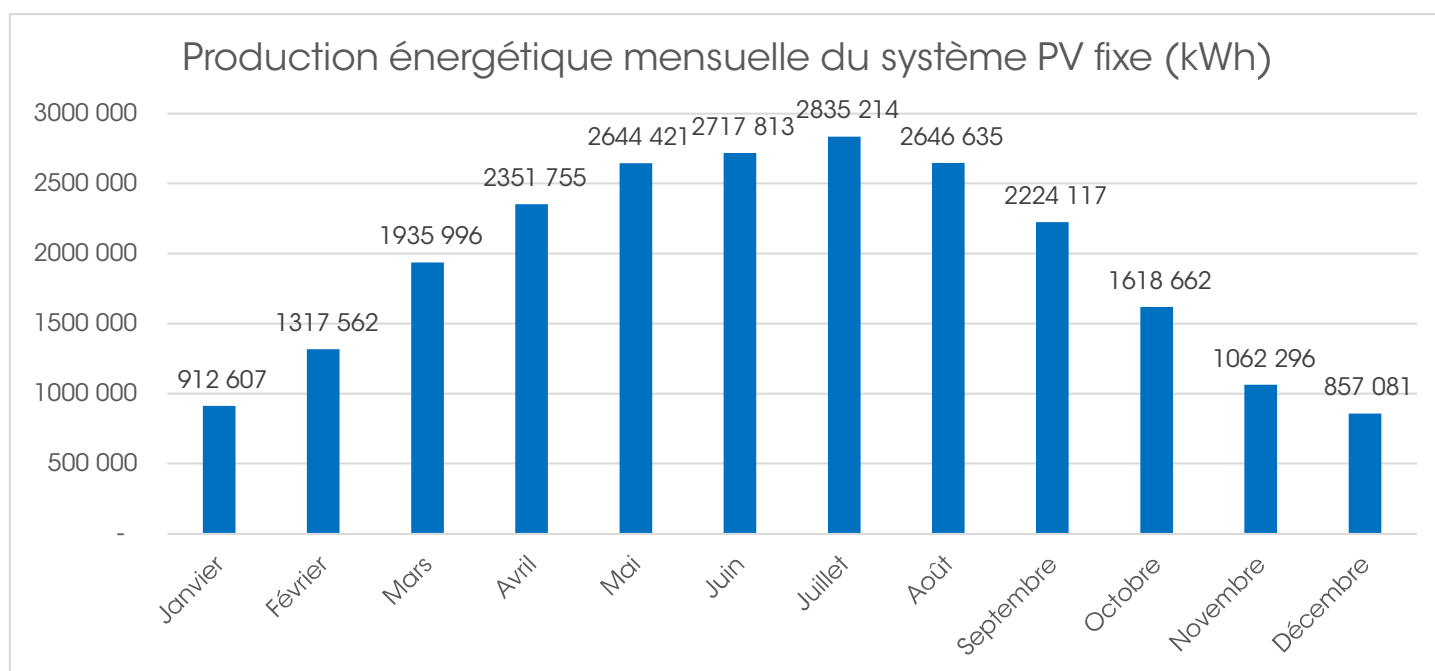
Potentiel photovoltaïque :

Hypothèses	
Surface exploitable en toiture	97 000m ²
Puissance installée	19 400 kW _p
Inclinaison des panneaux	15°
Hypothèse azimuth favorable	-15° (orientation SSE)
Pertes du système	15%

Le potentiel de production électrique est ainsi estimé selon le tableau ci-dessous :

Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Aout	Sept.	Octobre	Nov.	Déc.
913 MWh	1 317 MWh	1 936 MWh	2 352 MWh	2 644 MWh	2 718 MWh	2 835 MWh	2 647 MWh	2 224 MWh	1 618 MWh	1 062 MWh	857 MWh

Cela correspond à une production annuelle de 23 124 MWh.



5. Potentiel de production énergétique mensuelle du système PV fixe (source : Photovoltaic Geographical Information System)

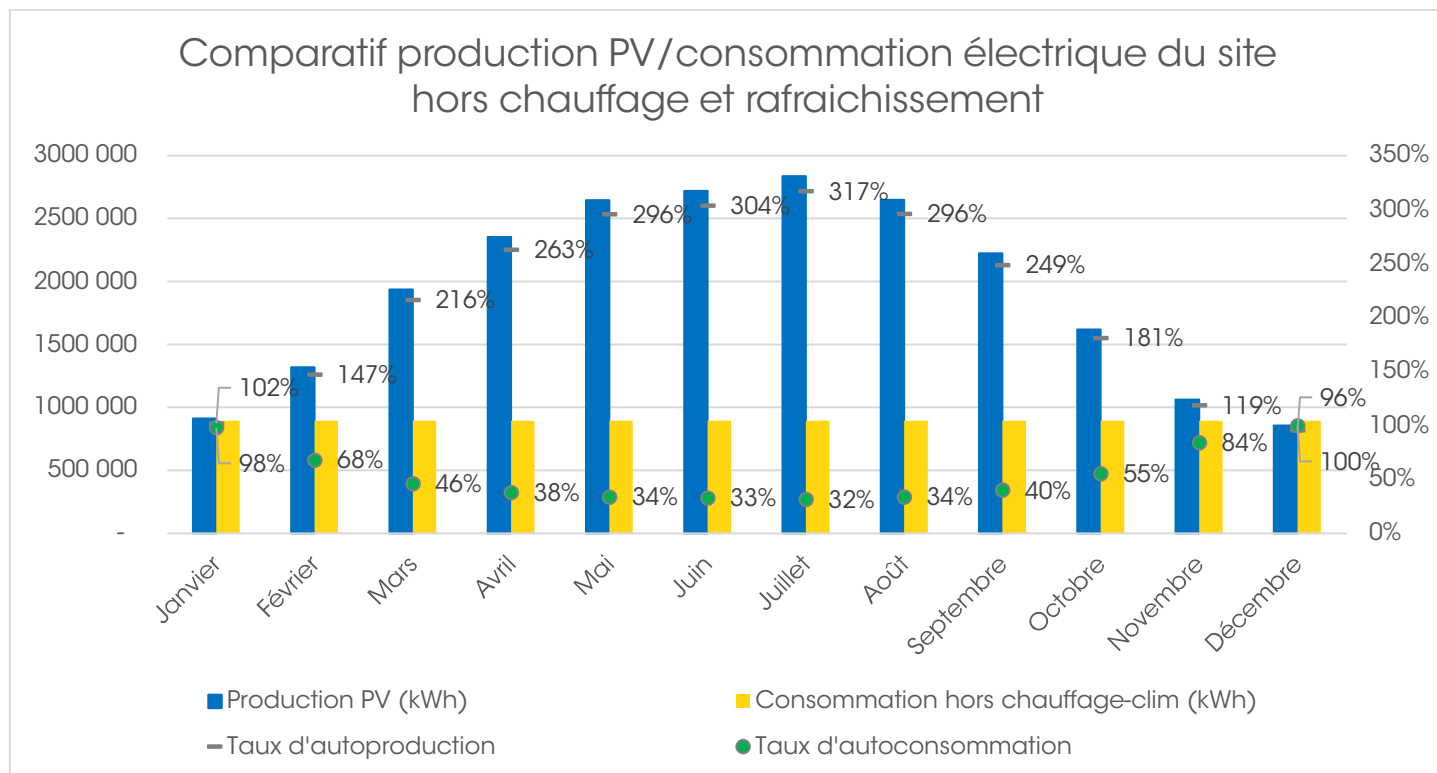
Cette première étude indique un potentiel annuel de 238,4 kWh/m² de panneaux installés.

Cette production électrique photovoltaïque a été comparée à différents scénarios de consommations électriques pour différents usages du futur projet d'aménagement énergétiques :

Simulation des besoins d'électricité hors chauffage-climatisation :

La production photovoltaïque est ici comparée aux consommations électriques quotidiennes liées à **l'éclairage, au process, et aux autres usages** (bureaux, ventilation, locaux de charge, ECS..) au global des bâtiments confondus, et sans dissocier jour et nuit.

Les consommations associées à ces usages ont été réparties sur tous les mois de l'année :



6. Potentiel de production PV (97 000m²) comparée à la consommation annuelle des bâtiments (hors chaud et froid)

La surface potentiellement exploitable (97 000m²) pour une installation photovoltaïque permet de couvrir largement les besoins annuels électriques moyens liés aux usages décrits ci-dessus.

3.3.c. APPLICATION D'UNE INSTALLATION PV : OMBRIERES PARKING

Lors de la première analyse, tous les parkings ont été exclus des surfaces potentielles de production. Or, cette opération d'aménagement peut également entrer dans le cadre de la loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets complétée par les articles L171-4 du code de la construction et de l'habitation et L111-19-1 du code de l'urbanisme à compter du 1^{er} juillet 2023 :

- les nouveaux parcs de stationnement associés aux bâtiments devront intégrer un dispositif de revêtements de surface, des aménagements hydrauliques ou des dispositifs végétalisés favorisant la perméabilité et l'infiltration des eaux pluviales ou leur évaporation.

Il est également possible d'équiper les parcs de stationnement avec des ombrières. Celles-ci pouvant être équipées de panneaux photovoltaïques, elles peuvent se substituer aux obligations minimales de proportion de couverture de toiture (à proportion égale ou en complément). Soit au moins de :

- 30 % depuis le 1^{er} juillet 2023, soit 53 214m²
- 40 % à compter du 1^{er} juillet 2026, soit 70 952m²
- 50 % à compter du 1^{er} juillet 2027, soit 88 690m²

La surface des parcs de stationnement, voirie privée (dans l'emprise du lot), et voies de retournements représentent environ 178 500 m² (44% de la surface totale des lots). Seules les places de stationnements peuvent être couvertes par des ombrières. Une place de parking moyenne occupe en moyenne 11,5m². Nous avons les données suivantes :

- Industries : 628 places – soit 7 222m²
- PME-PMI : 413 places – soit 4 749,5m²
- Bureaux : 1227 places – soit 14 110,5m²

Soit un total de 26 082m², ce qui ne sera pas suffisant pour répondre à la loi Climat et résilience, même au seuil 2023. En revanche, les places de stationnement peuvent tout de même être exploitées.

Une partie des espaces de stationnement sont positionnés plein nord. Nous prenons donc une part de 20% de surface non prise en compte dans l'étude.

Nous prenons ces données pour estimer l'exploitation de la surface restante :

Potentiel photovoltaïque sur ombrières :

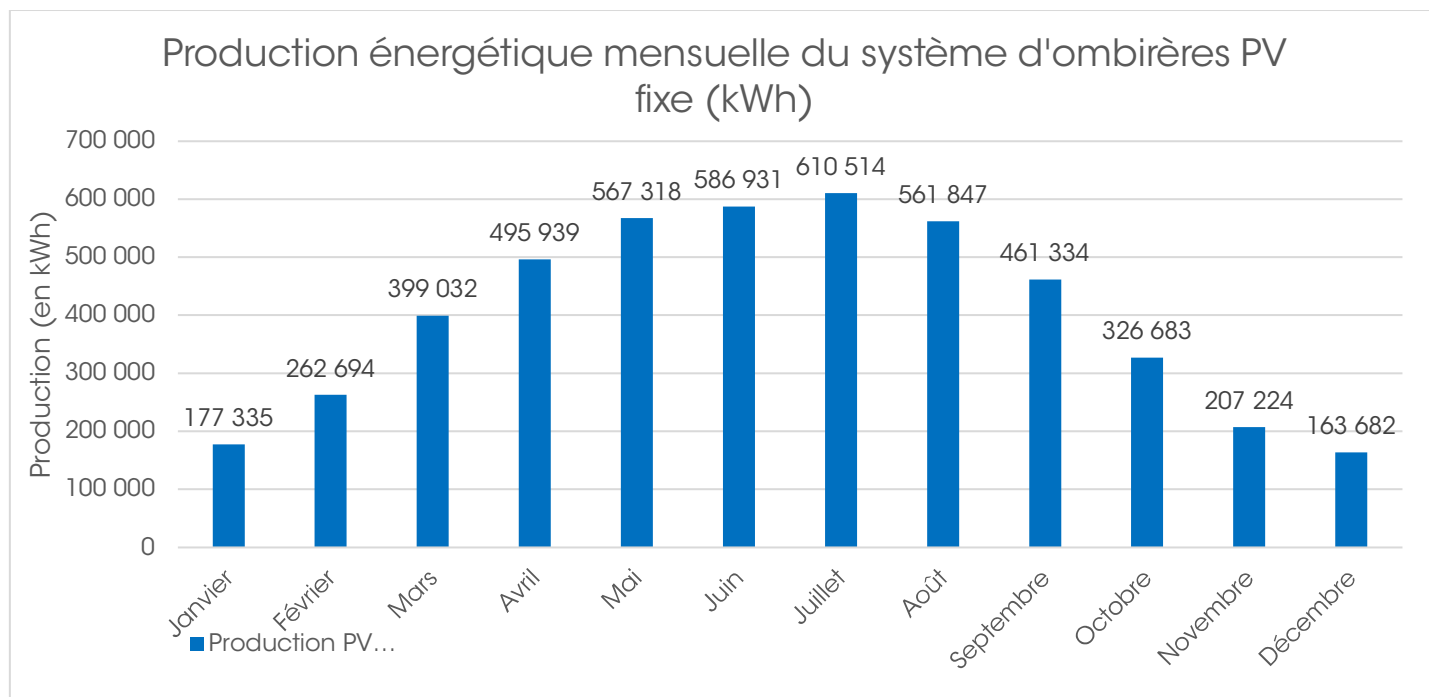
Hypothèses :	
Surface exploitable (80% des 26 082m ²)	20 865m ²
Puissance installée	4 173 kW _c
Inclinaison des panneaux	10°
Hypothèse azimuth favorable (moyenne)	-20° (orientation SSE)
Pertes du système (masques proches négligés)	15%

Le potentiel de production électrique est ainsi estimé selon le tableau ci-dessous :

Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Aout	Sept.	Octobre	Nov.	Déc.
177 MWh	263 MWh	399 MWh	496 MWh	567 MWh	587 MWh	611 MWh	562 MWh	461 MWh	327 MWh	207 MWh	164 MWh

Cela correspond à une production annuelle de 4 821MWh.

Cette production prend valeur de perte (sauté, perte due au câblage, à l'onduleur,...) en revache, les masques proches (ombres des bâtiments par exemple) ne sont pas pris en compte car inconnus.



7. Potentiel de production photovoltaïque (20 865m²) d'ombrières sur les parkings

Avec la production cumulée, la réflexion sur la revente est à étudier :

- Injection dans le réseau ENEDIS (revente au prix fixé par un contrat),
- Consommation par l'IRVE facturée pour les visiteurs ou salariés (tarif selon propriétaire de la borne)
- Création d'un réseau d'autoconsommation collective dans le cas d'un propriétaire de l'intégralité du système de production PV

La solution d'une autoconsommation collective couverte par la production locale permet dans le cas d'un tiers investisseur, de :

- Optimiser les coûts : le prix de rachat par un consommateur local est négocié et garanti sur plusieurs années
- Réduire la facture globale du producteur qui n'utilise pas le réseau public d'électricité (TURPE réduit)
- Le surplus de production peut tout de même être revendu. Ce qui devient très intéressant pour un retour sur investissement.

Les derniers appels d'offre de décembre 2023 proposaient un prix de rachat de 102,10€/MWh. L'appel d'offre de la CRE du 30 août 2024 n'ayant pas eu de délibération à date de rédaction. Pour l'année 2025, les prévisions sont d'environ 84,5€/MWh.

Cependant, pour une installation d'une puissance installée dépassant les 500kW_c, il est nécessaire de suivre plusieurs étapes :

- Autorisation d'urbanisme
- Demande de raccordement auprès d'ENEDIS
- Réaliser une mise en concurrence par appel d'offre de rachat d'électricité encadré par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE)



Les masques solaires proches présents sur sites (autres bâtiments) peuvent avoir des impacts sur le rendement des installations photovoltaïques des ombrières, pour cette étude le scénario de déploiement de photovoltaïque ne prend pas en

3.3.d. APPROCHE TECHNIQUE ET FINANCIERE

Différents points techniques sont à prendre en compte dans le cadre d'installation de panneaux photovoltaïques.

- Si nous souhaitons couvrir une forte partie de la surface de panneaux photovoltaïques en toiture, notre production serait supérieure à 250 kVA comme estimée. Or, à partir de 250 kVA (environ 300kWc), un raccordement spécifique sur un transformateur est nécessaire et serait donc à intégrer sur la parcelle de l'îlot 2B.
- Après 20ans et la durée du contrat défini, l'obligation d'achat n'est plus valable et donc le tarif de rachat défini à la signature du contrat disparaît. Le tarif du MWh défini est alors celui du marché en cours ou renégocié selon le cas

3.3.e. MONTAGE AVEC UN TIERS INVESTISSEUR

Dans ce montage, AXTOM ENR AMENAGEMENT n'a aucun investissement à prévoir lors de la mise en place des panneaux solaires photovoltaïques. Il contracte avec un tiers investisseur qui va alors prendre en charge le financement et devenir propriétaire des panneaux pendant la durée du contrat qui sera définie (minimum 20ans).

La présence du tiers investisseur sera alors précisée dans le bail qui sera transmis au futur preneur, et le contrat ne pourra être résilié sur la durée définie.

Comme AXTOM EA mets à disposition la toiture pour l'installation des panneaux, le tiers investisseur exploite la surface de toiture et doit en contrepartie à AXTOM EA :

- Une soulte : Un montant réglé à la mise en service du générateur
- La réalisation des travaux
- La maintenance et l'exploitation des panneaux

Le tiers investisseur assure le financement complet du projet, des études de conception à l'exploitation.

Pour ce montage, il existe deux possibilités pour l'utilisation de la production d'électricité :

3.3.e.1 Autoconsommation et revente

Dans ce cas, les preneurs ont la possibilité d'utiliser la production des panneaux solaires photovoltaïques pour assurer en partie leur consommation d'électricité. Le tiers investisseur revend alors l'énergie à un coût légèrement inférieur au prix du marché favorisant ainsi le preneur ou les preneurs.

Plusieurs preneurs peuvent souscrire auprès du tiers investisseur pour bénéficier de la production PV. Un Point De Livraison (PDL) sera prévu par preneur et un PDL sera prévu si la totalité de la production n'est pas utilisée sur site pour revendre le surplus à Enedis sur le réseau (selon prix négocié à l'appel d'offre).

Les preneurs peuvent bénéficier des tarifs du tiers investisseur pendant la durée du contrat (20ans). Le tarif appliqué ensuite est celui négocié lors du contrat de revente en vigueur.

Dans cette solution, le tiers investisseur arrive en général à rentabiliser plus rapidement l'installation, la soultte perçue par AXTOM EA est donc supérieure.

3.3.e.2 Revente totale

Dans ce cas, le tiers investisseur revend totalement l'énergie produite par les PV sur le réseau.

Les preneurs ne bénéficient donc pas de la production des PV et sont liés par un bail notarial pendant la durée du contrat avec le tiers investisseur.

Dans ce cas, AXTOM EA perçoit également une soultte lors de la contractualisation avec le TI.

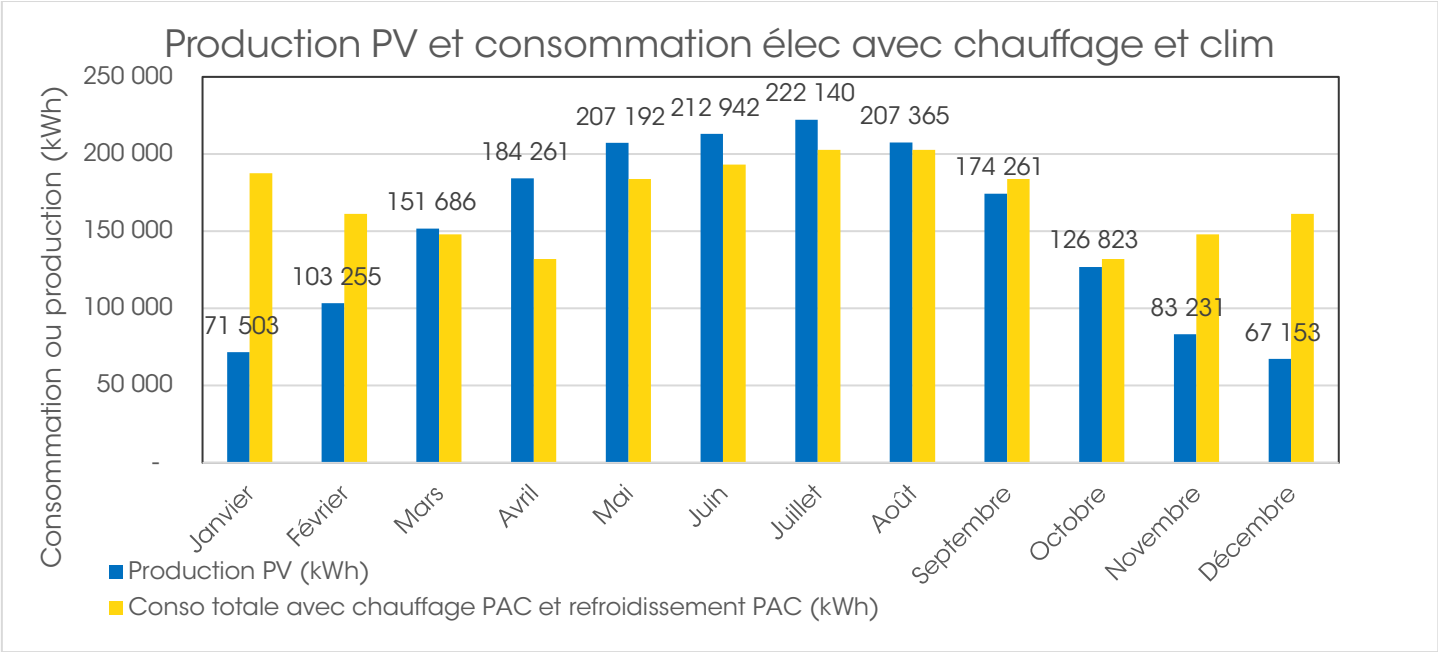
L'avantage complémentaire de cette solution est que l'utilisation de l'électricité par les preneurs ne dépend pas des PV et de leur productivité. La solution contractuelle est également simplifiée.

3.3.f. APPROCHE DE L'AUTOCONSOMMATION ELECTRIQUE

La section précédente a démontré que le potentiel solaire sur la zone est une très bonne source d'énergie renouvelable. Afin de produire autant que la consommation électrique du bâtiment et d'avoir une autonomie énergétique sans réinjecter dans le réseau, l'étude se concentre désormais sur les besoins de chaleur et de froid dissocié des gros consommateurs.

Les bureaux des PME-PMI (20%) ainsi que le pôle services et bureaux seront dotés d'un système de production de chaud et froid par PAC air-eau à 50% et PAC air-air pour les 50% restants. Nous considérons ces pompes à chaleur avec un coefficient de performance (COP) identique car très proche dans la réalité, de 2,6 pour la production de chaleur et de 2,1 pour la production de froid dans notre étude (défavorable).

La consommation en électricité de ces PAC est comparée ici avec la production de la centrale sur toiture des bâtiments de bureaux et services (avec les mêmes conditions que le 3.3.b) soit sur 7 600m² :



8. Potentiel de production photovoltaïque sur toiture (7 600m²) des bureaux et services couvrant la consommation électrique des usages suivants : chauffage et climatisation par PAC des bureaux uniquement (également les 20% de bureaux des PME-PMI)

La production PV étant très performante sur le site étant donnée la situation géographique, on peut constater que les consommations électriques pour la production de froid et de chaud par PAC avec un COP, peuvent être couvertes par la production de la toiture des bureaux et services uniquement.

3.3.g. CONCLUSION SUR LE POTENTIEL SOLAIRE

La localisation du projet d'aménagement offre une opportunité quant au déploiement de systèmes de production solaire.

		ATOUTS	CONTRAINTES
Besoins électricité	Photovoltaïque	Gisement très favorable Consommation locale et revente possible Technique largement maîtrisée Pas de consommation de foncier (consommation d'espaces de toitures et de parking [non pris en compte ici]) Pas d'impact calendrier (mise en œuvre lors de la construction)	Orientation des toitures Masques solaires potentiels pouvant avoir un très fort impact sur la production Coût d'investissement important

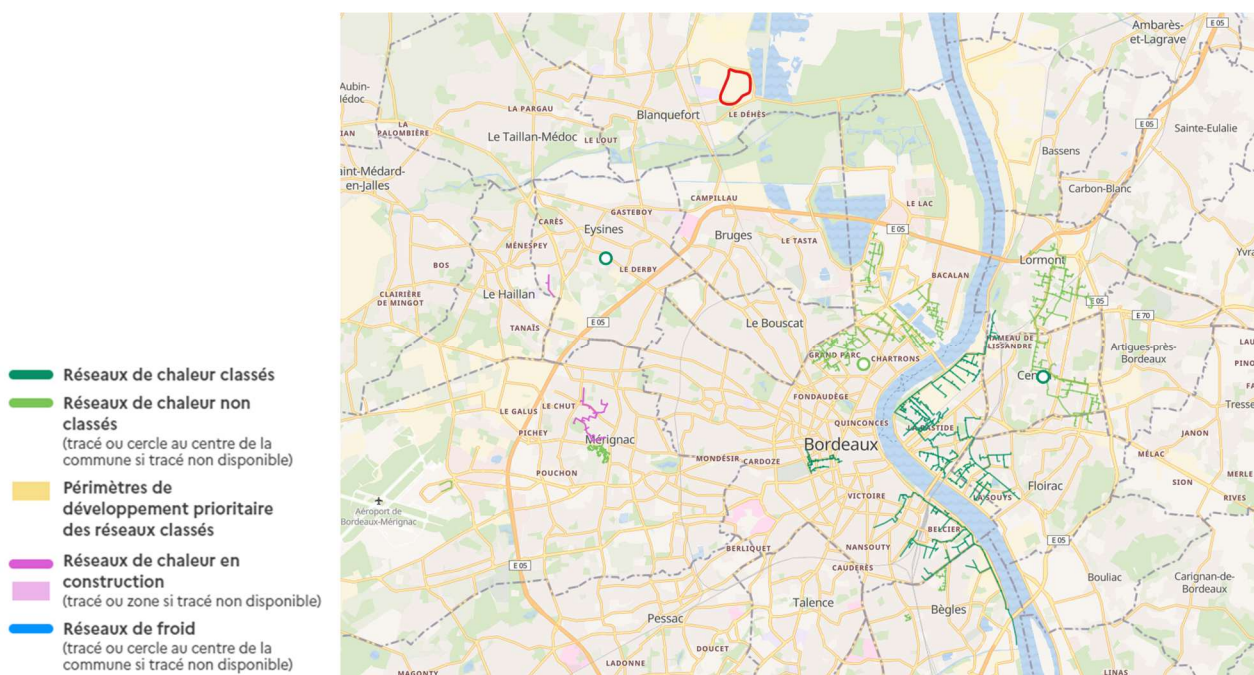
À ce stade le déploiement d'installations thermique solaires est écarté pour les raisons d'utilisation trop faible pour des travailleurs. En revanche l'utilisation de panneaux photovoltaïques semble pertinente du fait d'un bon potentiel et couvrir ainsi les besoins en ECS avec des chauffe-eaux électriques.

3.4. Réseau de chaleur

3.4.a. RESEAU URBAIN

De plus en plus de villes et métropoles mettent en place un réseau urbain, qui permet, comme pour l'électricité, de distribuer de l'énergie depuis une centrale de production de chaleur ou de froid, afin d'en faire bénéficier chaque bâtiment raccordé, selon ses besoins. Les systèmes de productions peuvent utiliser différentes ressources, telles que la géothermie, la biomasse, ou l'incinération des déchets par exemple.

Dans le cas de Bordeaux qui est limitrophe, un réseau de chaleur est développé par plusieurs entreprises productrices. Un réseau de froid a aussi commencé son développement. En revanche, en consultant les données du développement de ces réseaux sur le site du gouvernement, on constate que les réseaux se concentrent exclusivement sur la ville de Bordeaux :



9. Cartographie des différents réseaux urbains du secteur de Bordeaux (source : france-chaleur-urbaine.beta.gouv.fr)

3.4.a. RESEAU DE CHALEUR PRIVE

Les réseaux urbains sont opérés par des concessionnaires qui proposent de développer le réseau dans l'espace public. Dans le cas de notre projet, les voiries présentes dans la zone du projet seront considérées dans le domaine privé. Une rétrocession à la ville sera pensée dans l'avenir pour l'entretien et les servitudes.

La mise en place d'un système centralisé de chauffage/froid a été analysée selon le prisme de la densité énergétique des réseaux.

La densité énergétique du réseau de chaleur est un facteur de décision essentiel afin de justifier de la faisabilité technico-économique d'un réseau de chaleur. Ce critère fait partie d'une exigence d'éligibilité aux aides de l'ADEME ; le seuil bas est limité à 1,5MWh/ml de réseau.

La densité thermique des réseaux existants en France est en moyenne de 8 MWh/ml/an. Elle est entre 3 et 6 MWh/ml/an pour les réseaux récents.

Besoins Chauffage du site (MWh/an) <i>*Besoin ne prenant pas en compte le lot 14</i>	6 535 MWh *
Linéaire de réseau maximum Pour une bonne densité de 8 MWh/ml : Pour une densité correcte de 4MWh/ml : Pour une densité critique de 1,5MWh/ml :	816 ml 1 634 ml 4 356 ml
Linéaire de réseau nécessaire minimum estimé <i>**Correspond à un aller-retour sur la longueur du terrain (longueur calculée via Geoportail)</i>	3 120 ml**



10. Mesure des linéaires de réseaux de chaleur nécessaires
(sources : géoportail.fr)

Le déploiement d'une solution centralisée de chauffage n'est pas une opportunité à exclure. En revanche, la densité calculée sur le site, en prenant le besoin en chauffage de tous les usages de bâtiments est d'environ 2,1MWh/ml, ce qui est proche d'une densité critique. En excluant le chauffage des bureaux, la densité atteindrait 1,91MWh/ml, ce qui est très faible.



Le déploiement d'une solution centralisée de chauffage peut être étudiée compte tenue des hypothèses de besoins en chauffage sur tout le site. Le réseau pourrait également être utilisé pour distribuer du froid en été. En revanche, les hypothèses de besoins en froid ne sont pas suffisamment élevées pour la rentabilité du système. De plus, un système indépendant pour les bureaux est prévu par la maîtrise d'ouvrage, ce qui réduit la rentabilité d'un tel système.

3.5. Ressource Biomasse

3.5.a. POTENTIEL DE LA REGION

En consultant le PCAET on apprend que la filière sylvicole du territoire vise à augmenter les exploitations pour le bois-énergie. Environ 30% de la production sera destinée à la production de bois de chauffage dans les prochaines années.

Le territoire offre donc un avantage à utiliser des systèmes bois-énergie.

Le système de chaufferie biomasse occupe en revanche une part de foncier à prendre en compte, et doit être placée dans un espace pensé pour l'évacuation des fumées. Le stockage du bois-énergie peut être déporté mais la chaufferie doit quant à elle se situer à une distance proche du lieu de consommation.

Pour exemple, une chaufferie biomasse de 4,2MW pour le réseau de chaleur de Givors (69) a été récemment inaugurée, et occupe 2 500m². Pour notre projet, cette puissance de production est équivalente au besoin des industries.

La ressource de bois doit être constamment alimentée depuis les scieries environnantes. Il est tout de même conseillé de coupler cette chaufferie avec des ressources disponibles en appoint, que ce soit lors de forts pics de températures négatives, ou pour palier à un éventuel défaut d'approvisionnement.

3.5.b. BESOINS SUR LE PROJET

Dans notre étude, nous avons pris en compte le besoin global du projet. Avec les données et hypothèses prises en début de rapport, les différents usages de bâtiments y compris les bureaux ont un besoin annuel de chauffage de 6 630MWh.

Sachant qu'un stère de bois pèse environ 500kg pour une énergie dégagée de 2 000kWh, il faudrait environ 1 660 tonnes de bois par an pour alimenter en chauffage tout le parc.

3.5.c. CONCLUSION SUR LE POTENTIEL DE LA CHALEUR BIOMASSE

		ATOUS	CONTRAINTES
Besoins chauffage	Biomasse-énergie bois	Energie bas carbone (à relativiser selon gestion des forêts) Energie renouvelable et inépuisable Disponible partout	Surface occupée par la chaufferie Dégagement de fumées Ne permet pas de créer du froid Travailleurs, donc pas de nécessité de chaleur 24/24h et 7/7j

3.6. Ressource gaz

3.6.a. POSSIBILITE DE RACCORDEMENT

Blanquefort bénéficie d'un réseau de gaz développé par GRDF et d'autres acteurs comme Téréga et Régaz Bordeaux dont une canalisation MPB aux abords de notre terrain à exploiter. Il existe 4 types de réseaux de distribution de gaz sur le territoire français :

- le réseau BP : il s'agit du réseau de distribution dont la pression normale de service est inférieure à 50 mbar ;
- le réseau MPA : sa pression normale de service se situe entre 50 mbar et 400 mbar ;
- le réseau MPB, dont la pression normale de service est comprise entre 400 mbar et 4 bar ;
- le réseau MPC : celui dont la pression normale de service se situe entre 4 et 20 bar, ou plus rarement 25 bar.



11. Carte du site étudié des réseaux de gaz à proximité (sources :agenceore.fr)

Ce réseau nous conduit à imaginer le potentiel d'un raccordement au gaz afin d'en tirer une source d'énergie pour le chauffage en complément des sources renouvelable. Ceci en cas d'un besoin supplémentaire de chaleur sur le site. Ainsi, couplée à la chaufferie biomasse, il est possible d'associer une chaufferie gaz sur le réseau de chaleur créé.

Dans cette phase d'étude, une partie des lots sur la superficie à étudier se trouve le long d'une voirie déjà existante. Celle-ci étant déjà équipée, il sera possible d'intégrer des réseaux de gaz sous les nouvelles voiries.

Dans le cas où les énergies renouvelables seraient limitées, il est également possible de raccorder les bâtiments au réseau gaz afin de compenser les besoins de chauffage lors des journées les plus froides.

Cette solution n'étant pas renouvelable et les rejets de CO₂ étant importants, il est préférable de limiter ses utilisations.

3.6.b. CONCLUSION SUR LE POTENTIEL DE RACCORDEMENT GAZ

		ATOUTS	CONTRAINTES
Besoins chauffage/EC S	Chaudière gaz	Technique largement maîtrisée Rendement connu Technologie de plus en plus efficace	Emission de gaz à effet de serre De plus en plus proscrits Nécessite un local chaufferie

3.7. Ressource géothermique

Le chapitre sur la mise en place d’un réseau de chaleur à l’intérieur du projet a permis de considérer le besoin en chaleur sur tout le site. La géothermie permettra de mettre en avant l’efficacité du captage des énergies du sol afin de produire la chaleur nécessaire au chauffage de ces bâtiments.

En raison des besoins énergétiques limités du projet, seule la géothermie de minime importance (GMI) a été étudiée.

L’exploitation de gîtes géothermiques à basse température (les températures de leurs eaux mesurées en surface au cours des essais du forage d’exploration sont inférieures ou égales à 150 °C) est soumise à l’obtention d’un permis d’exploitation minier accordé par le préfet après enquête publique (code minier, articles 98-103 et décret n°78-498).

La réglementation minière prévoit toutefois une dérogation à ces règles, lorsque deux conditions sont remplies (article 17 du décret n°78-498 du 28 mars 1978) :

- La profondeur des forages est inférieure à 100 m.
- Le débit calorifique maximal possible calculé par référence à une température de 20 °C est inférieur à 200 thermies par heure (équivalent à 232kW).

Si ces DEUX conditions sont remplies, on parle alors d’exploitation géothermique à basse température de minime importance. Ce type d’exploitation n’est pas soumis à l’obtention d’un permis d’exploitation mais à déclaration.

3.7.a. POSSIBILITE DE FORAGE

Avant tout projet géothermique, il est nécessaire de se renseigner sur la faisabilité d’un forage pour l’intégration des ouvrages dans les sols. Le site de l’ARS propose une cartographie des périmètres de protection des sols, notamment pour les captages d’eau potable.

Le site étudié ne se trouve pas dans un périmètre de protection, ce qui nous permet d’étudier plus en détail la géothermie :



Afin de déterminer les besoins géothermiques du projet, il est nécessaire de faire une estimation de l'installation à mettre en place. Pour cela, nous prenons en compte les besoins en chaleur de tout le projet car le développement de cette technologie pourra s'ajouter au réseau de chaleur.

La puissance nécessaire de PAC est déterminée selon des ratios de puissance. Dans notre cas, pour un besoin du site de 6 535MWh annuel, une centrale d'environ 9MW est nécessaire (en fonctionnement 12h/j).

Les PAC les plus puissantes proposent une production de 2,5MW avec un débit de 500m³/h par pompe. Le débit nécessaire au fonctionnement optimal des PAC devra donc être bien supérieur à 100m³/h.

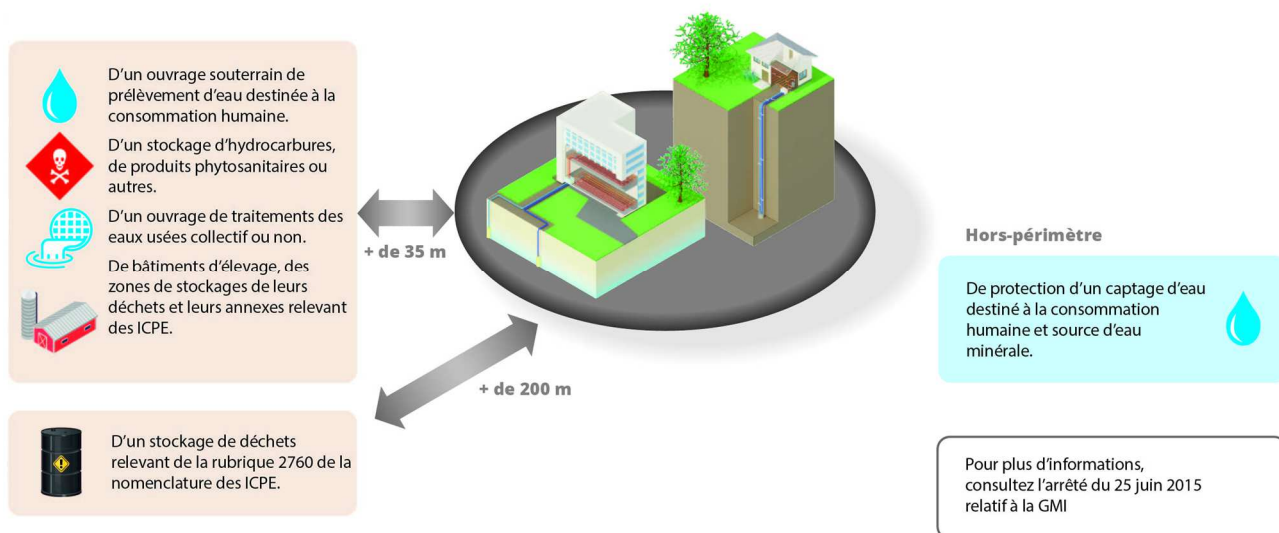
Pris indépendamment, les bâtiments peuvent utiliser la technologie de géothermie. Seulement, en faisant l'exercice avec la surface la plus élevée d'environ 16 900m² de bureaux, les besoins annuels de 270MWh de chauffage nécessiteront une PAC d'une puissance d'environ 520kW, qui nécessite un débit côté source de 52m³/h. Il est donc possible d'utiliser la géothermie lot par lot.

Pour qu'une installation soit considérée comme "géothermie de minime importance" (GMI), des conditions d'implantations et des prescriptions doivent être respectées.

Le site d'implantation de l'installation ainsi que les techniques de forage et de terrassement de l'échangeur géothermique doivent permettre de :

- préserver la ressource en eau locale ;
- prendre en compte les enjeux sanitaires ;
- mais également respecter les autres usages ou ouvrages locaux du sous-sol.

Ces conditions sont précisées à l'annexe 1 de l'arrêté du 25 juin 2015 relatif aux prescriptions générales applicables aux activités géothermiques de minime importance.



13. Conditions d'implantation de la GMI aux boucles ouvertes et fermées (sources : © 2021 BRGM-DREAL Pays de la Loire)

3.7.c.1 Gisement de géothermie sur nappe

Le projet est situé dans une zone partagée entre un potentiel géothermique fort (principalement en zone sanctuarisée) et moyen.



14. Carte du site étudié démontrant le potentiel de la ressource géothermique sur nappe (sources : Google Maps et geothermies.fr)

L'extraction d'une fiche de potentiel des ressources géothermique permet de connaître les différents types de nappes référencés au point sélectionné :

Aquifère	Toit (Côte NGF)	Mur (Côte NGF)	Piézométrie (Côte NGF)	Profondeur d'accès (m)	Température °C	Débit exploitable	Chimie	Ouvrage AEP (*)	Type d'aquifère	Potentiel TBE	Potentiel BE
Eocène-supérieur	-97	-109	-8	103	16	5 à 10		Non	Non artésien	Potentiel faible	Potentiel inconnu
Eocène-moyen-SIM	-124	-246	-9	130	19	Supérieur à 100		Oui	Non artésien	Fort potentiel	Potentiel inconnu
Eocène-inférieur	-263	-283	-9	269	20	10 à 50		Non	Non artésien	Potentiel inconnu	Potentiel moyen
Campano-Maastrichtien	-383	-507	-15	389	27	10 à 50	Inconnue	Oui	Non artésien	Potentiel inconnu	Potentiel moyen
Coniacien-Santonien	-741	-775	14	747	33	5 à 10	Inconnue	Non	Artésien	Potentiel inconnu	Potentiel moyen
Turonien	-781	-821	19	787	37	10 à 50	Inconnue	Non	Artésien	Potentiel inconnu	Potentiel moyen
Cénomanién	-821	-956	19	827	40	Supérieur à 100	Inconnue	Non	Artésien	Potentiel inconnu	Fort potentiel
Bathonien-Oxfordien	-1213	-1418	28	1219	50	50 à 100		Non	Artésien	Potentiel inconnu	Potentiel moyen

(*) Présence d'un captage exploitant la nappe pour l'alimentation en eau potable dans un rayon de 2km.

15. Tableau des types de nappes présentes sous le site et leur potentiel de ressource géothermique (sources : Google Maps et geothermies.fr)

Afin de limiter les forages inappropriés, il est important de connaître les types de sols et de nappes. Aussi, certains ouvrages pour l'alimentation en eau potable peuvent puiser leurs eaux dans les mêmes nappes. Ces cas doivent faire l'objet d'une étude plus approfondie.

Selon la régie des eaux de Bordeaux Métropole, deux forages se situent à moins de 500m du site : le forage Snecma et le forage Tremblay.

La faisabilité d'exploitation de cet aquifère devra être validée par une entreprise spécialisée. La profondeur d'exploitation étant supérieure à 100m, il sera nécessaire de faire une demande d'obtention d'un permis d'exploitation minier, qui peut prendre entre 2 et 3 ans au plus selon les préfectures, pour 30 ans d'exploitation au maximum.

Cette source d'énergie géothermique peut être valorisée par l'utilisation d'un système pompe à chaleur Eau-Eau.

Un forage test est indispensable pour vérifier le niveau de la nappe, sa température et le débit exploitable pour ne pas gêner ou être gêné par l'autre exploitation.

3.7.c.2 Gisement de géothermie sur sondes sèches



16. Carte du site étudié démontrant le potentiel de la ressource géothermique sur sonde (sources : Google Maps et geothermies.fr)

Sur le même principe que la géothermie sur nappe, il est également nécessaire d’obtenir une attestation de compatibilité établie par un expert agréé. Les modalités d’agrément de ces experts, sont définies par l’arrêté du 25 juin 2015 relatif à l’agrément d’expert en matière de géothermie de minime importance.

Un sondage a permis d’estimer des données d’entrée des propriétés du sol à une profondeur de 150m :

INFORMATION DU POINT	
X: -66830.58942807771 Y: 5613186.589095325	
Tests de réponse thermique (TRT)	
Numéro du TRT	841
Identifiant forage	BSS004HZPE
Equipement de la sonde	Double U
Profondeur de la sonde (m)	150
Durée du test (h)	66
Température initiale moyenne du terrain traversé (°C)	17,1
Estimation de la conductivité thermique moyenne du terrain traversé (W/(K.m))	1.97
Estimation de la résistance thermique moyenne de la sonde ((K.m)/W)	0.065
Estimation de la capacité calorifique volumique (MJ/(K.m³))	

17. Carte du site étudié démontrant le potentiel de la ressource géothermique sur sonde (sources : Google Maps et geothermies.fr)

D’après ce test de réponse, le sol d’une conductivité de 1,97W/(K.m) caractérise un sol moyen avec une conductivité correcte avec une température moyenne de 17,1°C permettant la GMI. Cela permet de ne pas écarter cette possibilité de production.

Un test de réponse thermique réalisé par un spécialiste est nécessaire pour pouvoir étudier le pouvoir calorifique exact du sol, la profondeur et le nombre de sondes à réaliser en fonction de la conductivité et de la surface disponible.

3.7.d. CONCLUSION SUR LE POTENTIEL DE LA GEOTHERMIE

La ressource la plus facilement mobilisable est la géothermie basse température sur nappe. Nos sources démontrent une puissance de nappes avec des débits importants sur l’aquifère éocène et cénomanién, qui rendent les prélèvements géothermiques intéressants à condition de bien dimensionner les ouvrages et d’éviter les interactions. En revanche, un équilibre de température entre les saisons est nécessaire.

		ATOUS	CONTRAINTES
Besoins chauffage	Géothermie basse énergie	Technique maîtrisée et de plus en plus performante Potentiel favorable (à valider) Possibilité de réversibilité pour production de froid	Potentiel énergétique à valider par une étude d’hydrogéologue ou un expert Besoin de dédier une surface à un local technique. Nécessite un besoin aussi important en froid l’été pour équilibrer les puisages.

L'étude d'opportunité a pris pour hypothèse le besoin de chaleur de tout le site, mais sans climatisation en période de chaleur. La géothermie mise sur un équilibre : la chaleur est stockée dans la nappe en été (en période de climatisation) puis récupérée en hiver (en période de chauffage) avec, sur une année, un équilibre de température qui permet de pérenniser la ressource géothermale au long terme. Le potentiel de la géothermie étant mis en avant dans cette étude, il sera également possible d'utiliser cette ressource pour la production de froid.

Le site étant en partie industriel, des industries ICPE pourraient être amenées à se construire. Il est important de réaliser une étude de pollution des sols avant forage de puits, ainsi, que déclarer chaque construction afin d'éviter une pollution des nappes.

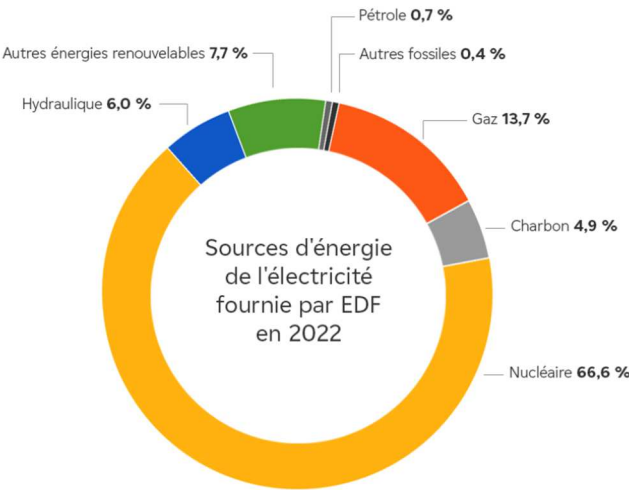
3.8. Étude environnementale

3.8.a. GENERALITE

L'étude des différents systèmes implique également une sensibilisation à leur taux d'émission en gaz à effet de serre (GES). La principale source d'énergie utilisée, et celle étudiée dans notre cas est l'énergie électrique.

3.8.a.1 PRODUCTION D'ELECTRICITE

En France, la production d'électricité est répartie comme suit :



18. Part de production d'électricité par système d'énergie (source : www.edf.fr)

En revanche, chaque source d'énergie ne possède pas le même bilan en émissions de GES à la production d'électricité. Pour cela il faut prendre en compte le cycle de vie de chaque moyen de production, ce qui donne les valeurs suivantes :

Source d'énergie	Énergie	Émissions de CO2 (kgCO2e/kWh)
Énergie nucléaire	Centrale nucléaire	0,006
Énergie renouvelable	Centrale hydraulique	0,006
	Éolien terrestre	0,0141
	Éolien en mer	0,0156
	Centrale photovoltaïque	0,0439
	Centrale électrique géothermique	0,045
Énergie fossile	Centrale à charbon	1,06
	Centrale électrique gaz	0,418
	Centrale électrique fioul	0,73

19. Emission de GES par système de production d'énergie (source : climate.selectra.com)

Le bilan carbone d'un panneau photovoltaïque est la quantité de CO₂ émise durant son cycle de vie. L'utilisation ne produisant pas de gaz à effet de serre (GES), contrairement à énergies comme le gaz ou le charbon, la principale source de production de GES est issue de sa fabrication et de son transport. Le recyclage, lui, correspond à 3% de son bilan carbone total.

3.8.a.2 PRODUCTION DE CHALEUR

La production de chaleur nécessite une consommation d'énergie (électrique, gaz, charbon...) pour recréer de l'énergie nécessaire à nos besoins. Le GIEC a créé une unité pour comparer les différents impacts de chaque énergie et notamment le rejet de gaz à effet de serre : le eq CO₂ (ou CO₂eq en anglais)

Les différentes données sont regroupées dans le guide de l'UNECE (Commission économique pour l'Europe des Nations unies) :

PER KWH		CLIMATE CHANGE [g CO ₂ eq.]	FRESHWATER EUTROPHICATION [mg P eq.]	CARCINOGENIC EFFECTS [μCTUh]	IONISING RADIATION [g ²²³ U eq.]	LAND USE [points]	DISSIPATED WATER [l]	MINERALS AND METALS [μg Sb eq.]
Hard coal	PC, without CCS	1000	490	7.3	9.1	2.4	2.9	520
Hard coal	IGCC, without CCS	850	420	6.4	7.5	2.1	1.7	590
Hard coal	SC, without CCS	950	460	6.9	8.2	2.3	2.6	500
Natural gas	NGCC, without CCS	430	20	1.3	9.2	0.2	1.2	240
Hard coal	PC, with CCS	370	690	10	13	3.4	5.1	780
Hard coal	IGCC, with CCS	280	570	8.6	10	2.8	2.7	690
Hard coal	SC, with CCS	330	640	9.7	12	3.2	4.6	740
Natural gas	NGCC, with CCS	130	24	1.7	11	0.24	2.00	310
Hydro	660 MW	150	13	2.6	12	2.5	0.37	610
Hydro	360 MW	11	1.3	0.35	0.84	0.21	0.039	61
Nuclear	average	5.1	5.8	0.51	14	0.058	2.4	330
CSP	tower	22	11	2.1	4.5	3.6	0.18	340
CSP	trough	42	14	6.3	6.1	3.5	0.34	650
PV	poly-Si, ground-mounted	37	28	4.1	9.1	1.9	0.58	4500
PV	poly-Si, roof-mounted	37	39	1.6	9.8	0.86	0.63	7200
PV	CdTe, ground-mounted	12	8.8	3.4	1.9	1.4	0.13	1500
PV	CdTe, roof-mounted	15	14	1.1	1.9	0.15	0.16	2600
PV	CIGS, ground-mounted	11	8.8	3.4	1.8	1.3	0.13	1700
PV	CIGS, roof-mounted	14	14	1.1	1.8	0.15	0.16	2800
Wind	onshore	12	6.7	6.6	1.0	0.11	0.18	680
Wind	offshore, concrete foundation	14	7.0	5.5	1.2	0.11	0.16	980
Wind	offshore, steel foundation	13	6.8	7	1.2	0.099	0.16	990

20. Détail des émissions de GES selon le système de production (source : www.UNECE.fr)

3.8.b. ANALYSE CARBONE DU PROJET

3.8.b.1 RAPPEL DES PRODUCTIONS PAR SOURCE D'ENERGIE

Type d'énergie	Estimation de production par an
Photovoltaïque (toitures et sur ombrières) 97 000m² + 20 865m²	27 945 MWh
Biomasse	6 535 MWh pour le site entier 5 955 MWh pour le site sans les bureaux
Gaz	
Géothermie	

3.8.b.2 PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE

Le taux d'émission de CO₂ moyen émis par 1kWh produit par une centrale de production d'électricité (toutes confondues) en France est équivalent à 0,1kg CO_{2eq}/kWh. D'après l'ADEME, l'empreinte carbone de panneaux produits en Chine est de 43,9 gCO_{2eq}/kWh, de 32,3 gCO_{2eq}/kWh pour une production européenne, et de 25,2 gCO_{2eq}/kWh pour une production française. En revanche, elle n'émettra pas de GES au cours de sa vie de production.

Nous prendrons la valeur la plus défavorable de 43,9 gCO_{2eq}/kWh comme référence. Cette valeur est comparée à notre système de production d'électricité décrit, le photovoltaïque :

Une estimation globale indique que la production, le transport et le recyclage équivalent à une consommation globale d'environ 550kgCO_{2eq}/kWc en moyenne (Europe), contre 700 à 800 kgCO_{2eq}/kWc pour des panneaux chinois standards (source : www.ines-solaire.org).

3.8.b.2.1 Production toiture

L'installation principale sur toiture de 97 000m² (19 400kW_c) aurait un taux d'émission équivalent à **10 670 TCO_{2eq}** avec des panneaux européens, et **14 550 TCO_{2eq}** avec des panneaux produits en Chine.

Une centrale photovoltaïque a une durée de vie estimée à 30 ans mais n'émet pas de CO₂ durant son temps de production.

Avec une production électrique estimée de 23 124MWh/an elle est de 793 720MWh sur 30 ans. On a une équivalence de 461gCO_{2eq}/kWh par an, et **15,4 gCO_{2eq}/kWh** pour 30 ans. En revanche, pour un produit chinois, pour la même production, on obtient une équivalence de 629gCO_{2eq}/kWh pour 1 an de production, et **21gCO_{2eq}/kWh**.

3.8.b.2.2 Production ombrières

Les ombrières de 20 865m² (4 173 kW_c) auraient un taux d'émission équivalent à **2 295 TCO_{2eq}** avec des panneaux européens, et **3 129 TCO_{2eq}** avec des panneaux produits en Chine.

Avec une production électrique estimée de 4 821 MWh/an elle est de 144 630MWh sur 30 ans. On a une équivalence de 476gCO_{2eq}/kWh par an, et **15,9 gCO_{2eq}/kWh** pour 30 ans pour des panneaux européens. En revanche, pour un produit chinois, pour la même production, on obtient une équivalence de 649 gCO_{2eq}/kWh pour 1 an de production, et **21,6 gCO_{2eq}/kWh** pour 30 ans.

La production d'électricité n'émettant pas de GES, et en comparant à la valeur de référence, une centrale photovoltaïque produira assez en 11 ans environ pour atteindre les émissions de GES de sa fabrication pour des panneaux produits en Europe, contre 15 ans pour les panneaux fabriqués en Chine.

Rapportée à son emprunte carbone, et selon son lieu de fabrication, la centrale de toiture de 90 865m² émettra l'équivalent de 76,5 TCO_{2eq} par an rapporté sur sa durée de vie pour des panneaux européens, ce qui est 6,3 fois inférieur à la moyenne française des systèmes de production d'électricité. Les panneaux chinois, émettront l'équivalent de 104 TCO_{2eq} par an, soit 4,6 fois inférieur à la moyenne française des systèmes de production d'électricité.

Ces valeurs sont équivalentes pour les ombrières.

3.8.b.3 PRODUCTION BIOMASSE

La biomasse a été étudiée avec le bois-énergie en combustible. Sans compter la construction de la centrale et du transport du bois, cette source d'énergie est considérée comme une énergie neutre en carbone. Le bois emmagasine le carbone au cours de sa vie et le rejette lors de la combustion. Les éléments non consommés tels que les feuilles et branchages perdus chaque année à l'automne permettent également le stockage du carbone dans le sol.

Le bilan est donc considéré à 0kg/an

3.8.b.4 PRODUCTION GAZ

À titre de comparaison, il est intéressant de prendre la production de chaleur par le gaz en référence.

Plusieurs types de centrales gaz ont été développées. Les plus performantes étant les centrales à cycle combiné au gaz naturel (NGCC) avec CCS (Carbon Capture and Secestration), qui emprisonnent le carbone dans le sol après la combustion.

Nous analyserons ces deux valeurs :

Type de chaufferie	Taux de CO ₂ eq/kWh	Production de chaleur par an (hors lot 14)	Carbone dégagé / an
Centrale NGCC avec CCS	130g	6 535 MWh	850 TCO ₂ eq
Centrale NGCC sans CCS	430g		2 810 TCO ₂ eq
PAC (COP 2,6)	16g		105 TCO ₂ eq

3.8.b.5 PRODUCTION GEOTHERMIE

Les conditions de mise en place d'une centrale géothermique dépendent de beaucoup de critères, notamment de la profondeur des puits, de la température de l'eau ou du sol, ainsi que du type de matériel utilisé.

Nous prendrons une valeur moyenne de 45g CO₂eq/kWh.

Pour une production de chaleur de 6 535MWh par an, une centrale géothermique émettra donc l'équivalent de 294 TCO₂eq/an.

3.8.b.6 BILAN

Le tableau suivant référence les différentes émissions de CO₂ selon les données précédentes :

Type de production de chaleur	Carbone dégagé TCO ₂ eq / an
Photovoltaïque + PAC (COP 2,6)	104,5
Centrale biomasse	0
Centrale gaz NGCC avec CCS	849,5
Centrale gaz NGCC sans CCS	2 810
Centrale géothermique	294

Ces valeurs sont à prendre comme référence pour avoir une idée de la quantité d'émission carbone en fonction de chaque moyen de production afin de prendre conscience de l'impact que peut avoir chaque installation.

3.9. Synthèse du potentiel en énergies renouvelables

Ce diagnostic a permis de mettre en avant la disponibilité de plusieurs ressources pour la production de chaleur et d'électricité renouvelables pour les besoins du projet.

L'énergie solaire peut être valorisée pour la production d'électricité, avec un bon potentiel dans la région et une amélioration du matériel de production de plus en plus performant. Les toitures du projet étant principalement plates, elles sont propices à une production importante, tant la région est ensoleillée. L'ensoleillement permet une production d'énergie nécessaire au fonctionnement des bâtiments grâce à la solution photovoltaïque, voire peut couvrir plus de besoins pour devenir un parc d'activités à énergie positive si toutefois la surface couverte compense les besoins. Cependant, l'installation de panneaux ou la mise en place de surfaces végétalisées deviennent obligatoire selon la loi climat et résilience. Le soleil étant une source aléatoire en fonction des saisons et des perturbations, il est important de penser à compenser cette production avec une source externe, tel que le gaz ou le réseau de distribution d'électricité.

La production de chaleur étant l'élément nécessitant le plus grand besoin, il est important de concevoir un système de production proche des exigences nécessaires, pas surdimensionné, et respectant une empreinte carbone idéalement la plus faible possible.

La géothermie basse énergie sur nappe semble être une source intéressante. Le pouvoir calorifique des sols peut être utilisé afin de chauffer l'intégralité du site, et peut également être couplée à une autre énergie, tel que le photovoltaïque afin d'alimenter la centrale et en réduire son empreinte.

De plus, on note la présence d'un captage exploitant la nappe pour l'alimentation en eau potable dans un rayon de 2km. Le gisement serait à vérifier en missionnant un hydrogéologue, si l'étude technico-économique menée dans le cadre de la présente étude valide l'opportunité d'utilisation de cette source d'approvisionnement. La géothermie très basse énergie est appropriée pour la production de chaud.

Le développement de cette solution nécessite une validation des besoins utilisateurs et surtout de réaliser une approche du potentiel du site en passant notamment par un test de réponse thermique plus précis réalisé par un spécialiste.



Siège social - LYON

Tél : 01 48 25 66 66

Mail : ogarnier@e-nergy.com

103 Avenue Maréchal de Saxe
69003 Lyon

Siège Social - BOULOGNE

Tél : 01 48 25 66 66

Mail : contact@e-nergy.com

83, Rue de Paris
92100 Boulogne-Billancourt