

ÉTUDE DE FAISABILITÉ SUR LE POTENTIEL DE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Pôle industriel d'excellence de la JANAIIS
– Saint-Jacques-de-la-Lande (35)

Avril 2025



SOMMAIRE

1	LEXIQUE.....	3
2	RÉSUMÉ NON-TECHNIQUE	4
3	PREAMBULE	4
3.1	Objet de l'étude	4
3.2	CONTEXTE TERRITORIAL	5
3.3	Situation et description du projet	6
4	ESTIMATION DES BESOINS.....	10
4.1	Méthode d'estimation et hypothèses	10
4.2	Estimation des besoins en énergie et en puissance	14
4.3	Degré de mutualisation des moyens de production énergétique	Erreur ! Signet non défini.
5	EVALUATION DU POTENTIEL EN EnR&R DANS LE CADRE DE L'OPERATION	16
5.1	Passage en revue des EnR&R.....	16
5.2	Potentiel solaire	17
5.3	Pompes à chaleur aérothermiques	18
5.4	GéothermieS	18
5.5	Bois – Energie : BIOMASSE.....	18
5.6	Réseau de chaleur	20
6	CHOIX DES SCENARIIS D'ETUDE	22
	HYPOTHESES ET METHODOLOGIE DE L'ETUDE.....	24
6.1	Hypothèses ENERGETIQUE ET CARBONE DES systèmes.....	24
6.2	Hypothèses de dimensionnement et économique	25
7	RESULTATS SCENARIOS THERMIQUES	33
7.1	Bilan des consommations.....	33
7.2	IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX	35
7.3	IMPACTS Economiques	36
7.4	Impacts projet : Préconisations relatives à la mise en œuvre des solutions d'approvisionnement	40
7.5	SYTNHESE	43
8	RESULTATS SCENARIOS ELECTRIQUES	45
8.1	Bilan des consommations.....	45
8.2	IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX	46
8.3	IMPACTS Economiques	47
8.4	Impacts projet : Préconisations relatives à la mise en œuvre des solutions d'approvisionnement	50
8.5	SYTNHESE	51
9	RESULTATS SECTEUR ELARGI.....	52
9.1	Objet et périmètre elargi.....	52
9.2	les besoins estimés	53
9.3	production photovoltaïque MUTUALISE.....	54
9.4	rEseau de CHALEUR ELARGIE.....	56

10 PRESCRIPTIONS – Aménagement	57
10.1 photovoltaïque : QUELLE échelle et montage ?	57
10.2 Anticiper un potentiel réseau de chaleur	58
11 PRESCRIPTIONS – Bâtiments	59

1 LEXIQUE

B _{bio}	Besoins bioclimatiques
BET	Bureaux d'Etudes Thermiques
C _{ep}	Consommations en énergie primaire totale
C _{ep,nr}	Consommation en énergie primaire non renouvelable
DH	Degré-heure d'inconfort
ECS	Eau Chaude Sanitaire
EnR	Energies Renouvelables
EnR&R	Energies Renouvelables et de Récupération
GEG	Groupe d'eau glacée
I _{cconstruction}	Impact carbone de la construction
I _{cénergie}	Impact carbone de l'énergie
PAC	Pompe à chaleur
PCAET	Plan Climat-Air-Energie Territorial
PV	Photovoltaïque
RCU	Réseau de chaleur urbain
RGE	Reconnus Garants de l'Environnement
Process	Procédés industriels
kWh _{eu}	Kilo Watt Heure d'énergie Utile
MWh _{ef}	Mega Watt heure d'énergie finale
GWh _{ep}	Giga Watt heure d'énergie d'énergie primaire

GWh_{eu} : Giga Watt heure d'énergie utile
MWh_{ef} : Mega Watt heure d'énergie finale
Wh_{ep} : Watt heure d'énergie primaire

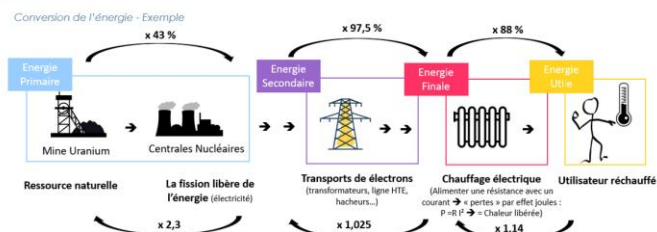


Figure 1 : Comprendre les énergies, rendements et pertes

2 RÉSUMÉ NON-TECHNIQUE

Cette étude caractérise le **potentiel en énergie renouvelable et de récupération** pour le projet du pôle industriel d'excellence de la JANAIS (35). C'est un **projet industriel** qui réunit majoritairement les typologies d'industries impliquées de la construction et la mobilité Bas Carbone.

Le périmètre d'étude de la ZAC modificative est plus large que celle de la ZAC créative (voir étude d'impact de 2017).

Voici les enseignements principaux de l'étude :

- Les industries participent à hauteur de 92% des besoins énergétiques de la ZAC
- Dans les besoins industriels, ce sont les procédés (de fabrication, froid, électrolyse...etc) qui consomment le plus (75%). L'aménageur n'a pas la main sur cette part très consommatrice. En effet la présente étude servira à préconiser les moyens de réduction de la consommation de la part bâtiminaire (chauffage, refroidissement et électricité) mais ne pourra pas influencer les procédés industriels et leur consommation.
- Les besoins électriques totaux (pour les usages conventionnels et non conventionnels du bâtiment ainsi que pour les procédés) représentent 60% des besoins totaux finaux.
- Le réseau de chaleur crée et géré par ENGIE Solutions pour le compte de Stellantis a intérêt à être déployé à l'ensemble de la ZAC. Le lot 1B-2 pourrait être producteur de chaleur. Nous encourageons l'aménageur à prendre contact avec ENGIE Solutions afin de monter une étude de faisabilité économique à cette échelle.
- Si le réseau de chaleur ne peut être déployé, les besoins de chauds des bâtiments devront être garanti par un taux de couverture en énergie renouvelable. De **8 à 15%** pour les industries et **70%** pour les bureaux et bâtiment de services. Cela passera notamment par l'optimisation et la récupération d'énergie sur les équipements ainsi que par l'installation de PAC aérothermique.
- Le référentiel Energie Bas Carbone de Rennes Métropole préconise fortement l'installation de **panneaux photovoltaïques qui sont particulièrement adaptés à cette typologie de projet**. Le niveau socle impose que 30% de la toiture en soit recouvert et 50% pour le niveau performant. Nous encourageons l'aménageur à renforcer les prescriptions sur les lots en capacité d'atteindre le niveau performant et de les suivre en ce sens dans les futures négociations avec les opérateurs. Il est important de mobiliser les retours d'expérience du lot 1B-2 ayant pour ambition en phase PC de recouvrir 50% de la toiture par des panneaux photovoltaïques, **en effet ce lot nous semble un mètre étalon intéressant pour les futurs bâtiments performants de la ZAC.**

3 PREAMBULE

3.1 OBJET DE L'ÉTUDE

Cette étude présente une analyse des opportunités en énergies renouvelables de récupération ainsi que de réseau de chaleur du pôle industriel d'excellence de la JANAIS (35). Cette étude :

- Estime les besoins de la ZAC selon le nouveau périmètre défini ;
- Relève les potentiels de production EnR au regard des contraintes, des opportunités locales et de la programmation ;
- Croise ces potentiels d'EnR avec les documents cadres stratégiques, les besoins de la ZAC et les contraintes du site ;
- Définit des scénarios d'étude pour les besoins thermiques et électriques ;
- Compare leurs performances théoriques selon des critères environnementaux, économiques et techniques.

Cette note reprend l'étude effectuée par EGIS en 2017 pour le dossier de création de ZAC et la complète sur les scénarios et l'approche technique et financière.

3.2 CONTEXTE TERRITORIAL

Plan Climat Air Energie Territoire (PCAET)

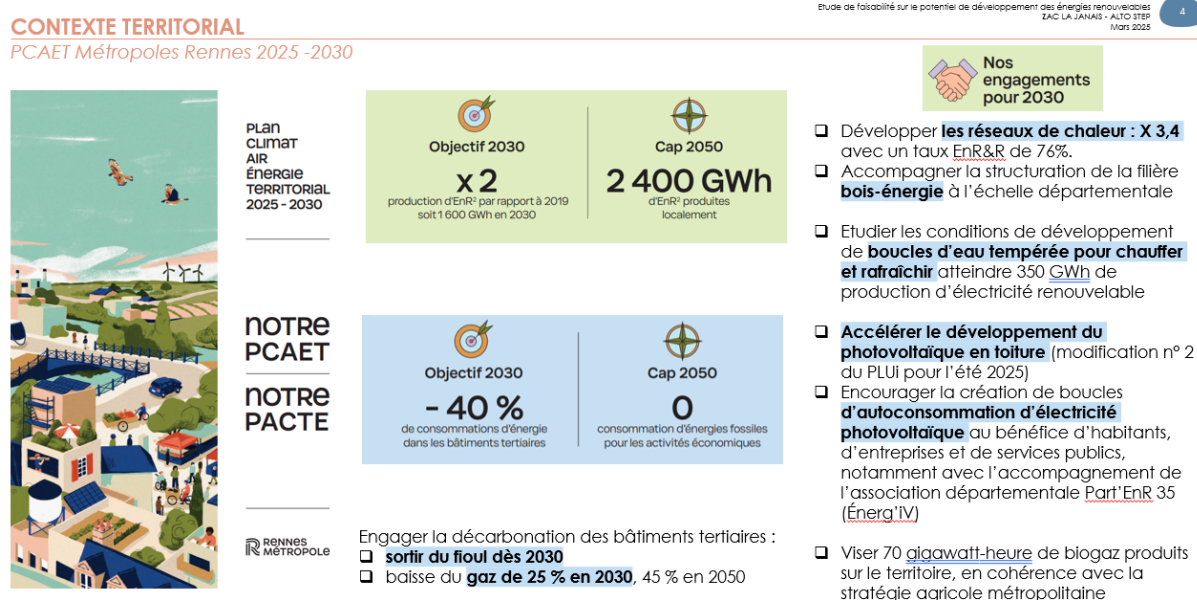


Figure 2 : La stratégie de réduction et de production d'EnR&R du PCAET de Rennes métropoles, 2025

Rennes Métropoles a révisé son PCAET en 2025. Celui-ci présente les objectifs pour 2030 et 2050 suivant les trois priorités suivantes :

- Réduction de la consommation énergétique;
- Décarbonation des bâtiments, notamment tertiaires.
- Augmentation de la part d'EnR&R sur le territoire.

La stratégie est précise et chiffrée: sortie du fioul pour 2030, réduction de l'utilisation du gaz de 45% pour 2050, développement des réseaux de chaleur en utilisant le bois énergie tout en contrôlant son utilisation, développer les BETEG (boucle d'eau tempérée à énergie géothermale), accélération le déploiement du photovoltaïque en toiture et encourager l'autoconsommation.

Référentiel Energie Bas Carbone



Energie : Articuler les consommations énergétique avec la production d'énergies renouvelables locales.

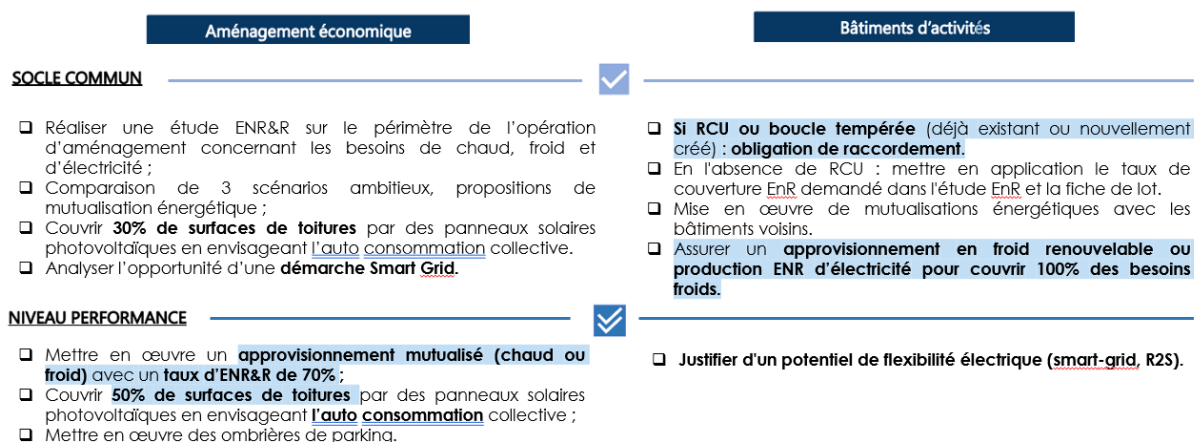


Figure 3 : Référentiel Energie Bas Carbone, Rennes Métropoles. SOURCE : ALTO STEP

Les objectifs du PCAET se déclinent également dans le référentiel Energie Bas Carbone mis en place par Rennes Métropoles dès 2022 et en cours de mise à jour, qui s'applique sur toutes les opérations métropolitaines. Deux niveaux de performance (socle et performance) sont déclinés selon les typologies à échelle de l'aménagement et du bâtiment.

Plusieurs points saillants sont à relever : L'approvisionnement mutualisé par réseau de chaleur à l'échelle d'une ZAC est recommandé, avec un taux ENR de **70%**. Les besoins en froid du bâtiment doivent être couverts par une énergie renouvelable (électricité photovoltaïque, ou réseau de froid).

Pour atteindre le niveau socle, les bâtiments doivent couvrir à minima 30% (50% pour le niveau Performance) de leur toiture avec des panneaux photovoltaïques.

Cahier de Prescriptions Architecturales Urbaines Paysagères et Environnementales (CPAUPE) du projet la Janais

Celui-ci impose d'avoir des toitures actives à 100% (végétalisation, solarisation ou éclairage) et d'envisager la mutualisation des équipements avec ceux de Stellantis.

Un approvisionnement électrique contraint en Bretagne

En Bretagne, 83% de l'électricité est importée et provient majoritairement de centrales nucléaires. Cette forte dépendance au réseau électrique français et le fait que la Bretagne soit en « bout de chaîne » par sa situation géographique contraignent la capacité du réseau électrique. La puissance électrique injectable est également contrainte. Selon RTE, la capacité de raccordement au réseau au titre du S3EnR est limitée à 15MW. Cette puissance devrait être portée à 40 MW, selon une étude stratégique menée par OYAT et ARTELIA sur le déploiement du photovoltaïque à l'échelle des aéroports bretons.

3.3 SITUATION ET DESCRIPTION DU PROJET

Situation géographique

Situé au Sud de l'agglomération rennaise, le site de la Janais a été aménagé dans les années 1960 pour accueillir l'usine Citroën qui deviendra successivement l'usine PSA puis Stellantis. Après des extensions importantes jusqu'aux années 90 (15 000 salariés, 250ha), le site est aujourd'hui engagé dans un processus de transition déclenché par l'optimisation foncière induite par la réorganisation logistique et productive de Stellantis (passé à 2 600 salariés) et l'engagement de travaux d'aménagement permettant d'accueillir de nouvelles entreprises industrielles.

Le périmètre d'étude s'étend sur plus de 250ha, avec des traversées pouvant aller jusqu'à 2.5 km.

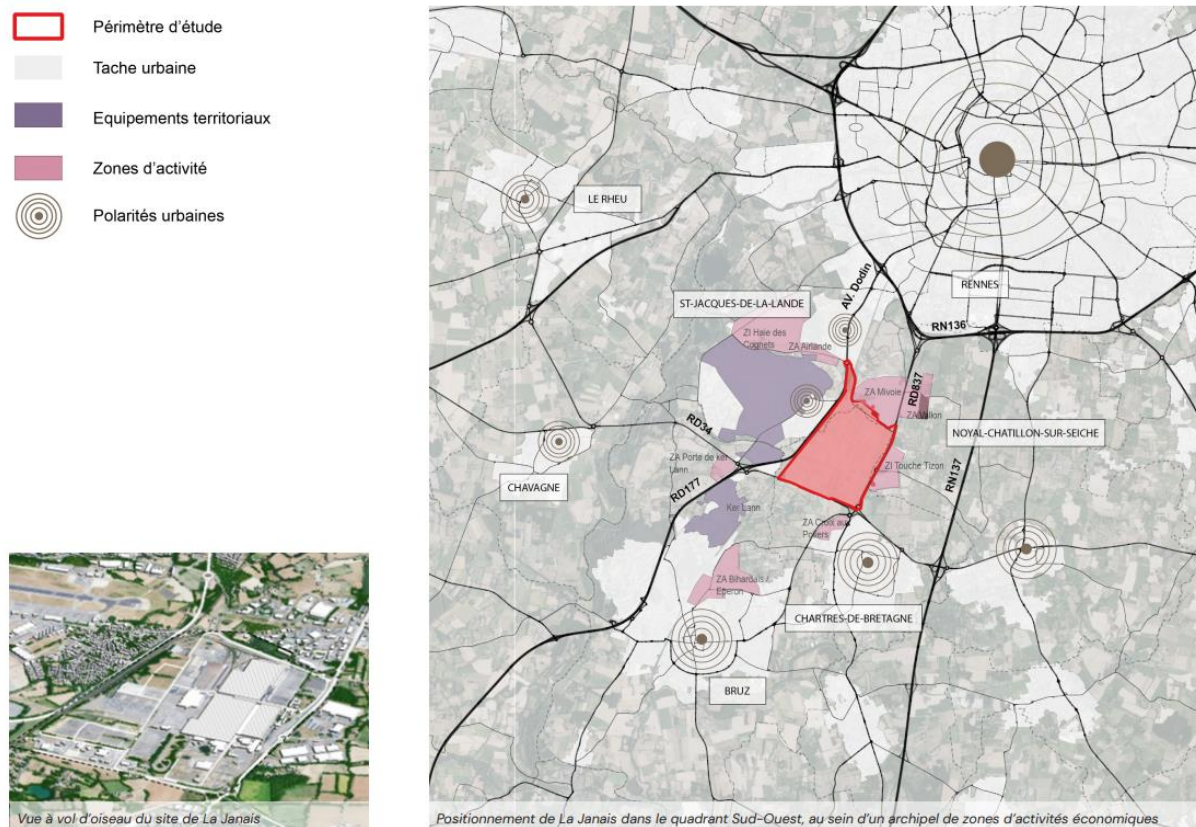


Figure 4 : Situation du site industriel d'excellence de la Janais. Source : Rennes Métropoles

Périmètre d'étude modificatif

Le périmètre d'étude actuel est plus important que le périmètre de création et de réalisation de ZAC présenté dans l'étude d'impact de 2017.

SCE acte le périmètre final de la JANAIS en février 2025. Les lots déjà commercialisés (5B-3 ; 5B-2 et 1B-2) ne sont pas pris en compte. **STELLANTIS n'est pas dans le périmètre.**

Parmi les secteurs étudiés, certains sont des lots disponibles pour l'accueil d'activités (aménagement en cours ou prévus) et d'autres secteurs comme Bois Noir ou le Secteur entreprises correspondent à des potentiels de mutation ou de densification.

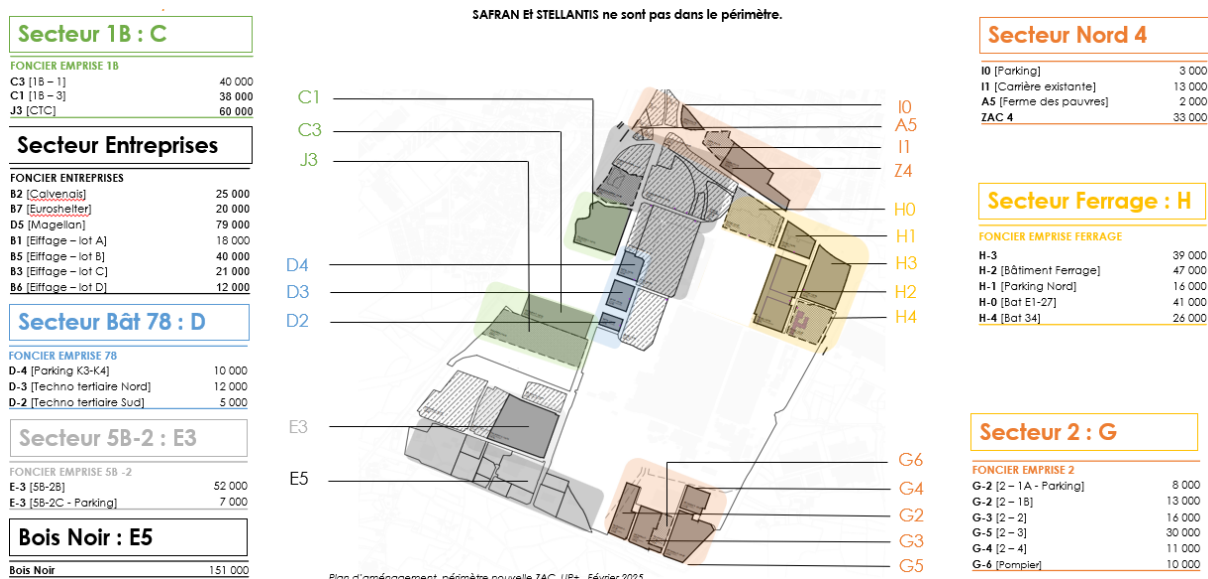


Figure 5 : Périmètre d'étude : Emprises foncières des lots par secteur. Source : ALTO STEP, SCE

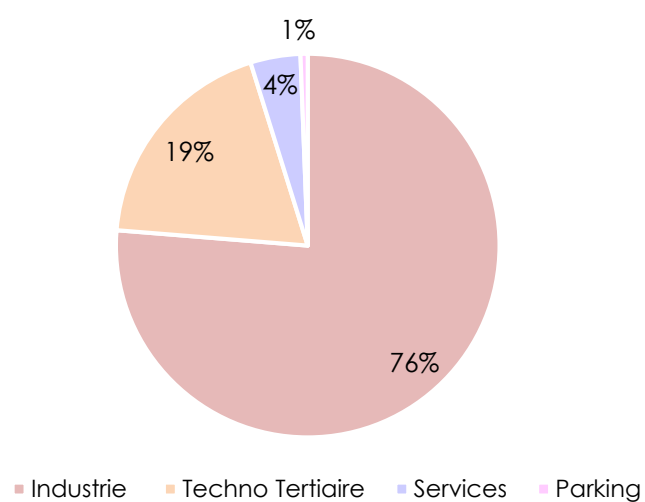
Programmation

401 000 m² de SDP sera développée, partagé entre industrie, bureaux (techno tertiaire), Services et Parking (2234 places).

Les surfaces d'industrie fournies par SCE sont scindées à 85% en typologie industrie et en 15% en bureaux (techno tertiaire).

	Surface de terrain(m²)	SDP bureau 15%			Parking Nb de place
		Industrielle	Technico Tertiaire	Services	
E-3 5B-2B	52 000	26 019	4 592		
E-3 5B-2C	7 000				500
G-2 2 - 1 A	8 000				410
G-2 2 - 1 B	13 000	6 256	1 104		
G-3 2 - 2	16 000	8 016	1 415		
G-5 2 - 3	30 000	14 765	2 606		
G-4 2 - 4	11 000	5 627	993		
G-6 Pompier	10 000	4 794	846		
C3 1B - 1	40 000	19 754	3 486		
J3 CTC	60 000	29 597	5 223		
C1 1B - 3	38 000	18 709	3 302		
I0	3 000				214
I1	13 000	6 222	1 098		
A5	2 000			230	
ZAC 4	33 000	16 439	2 901		
D-4 Parking K3-K4	10 000				518
D-3 Techno tertiaire Nord	12 000		14 490		
D-2 Techno tertiaire Sud	5 000		7 440		
H-3	39 000	19 244	3 396		
H-2 Bâtiment Ferrage	47 000	28 110	4 961		
H-1 Parking Nord	16 000				806
H-0 lot Kat Johnson E1-27	41 000	20 502	3 618		
H-4 Bat 34	26 000			5 590	
E5 Bois noir	151 000	64 430	11 370		
B2 Calvenais	25 000			6 330	
B7 Euroshelter	20 000	4 386	774		
D5 Magellan	79 000	1 386	245		
B1 Eiffage lot A	18 000	4 123	728	4 850	
B5 Eiffage lot B	40 000	3 664	647		
B3 Eiffage lot C	21 000	3 545	626		
B6 Eiffage lot D	12 000	2 176	384		

Tableau 1 : Surface d'emprise et typologie d'usage en Surface de plancher (m² SDP) par lots. Source : ALTO STEP sur base SCE.



Typologies de programme	Surface de plancher
Industrie	307 760 m² de SDP
Techno tertiaire	76 241 m² de SDP
Services	17 000 m² de SDP
Parking	2 448 places
TOTAL	401 000 m² de SDP

Tableau 2 : Répartition des surfaces par typologie

4 ESTIMATION DES BESOINS

4.1 MÉTHODE D'ESTIMATION ET HYPOTHESES

Les calculs de besoins en énergie sont effectués sur la base de ratios surfaciques sourcés (documents d'aide au dimensionnement, de commissionnement, et retours d'expérience ALTO STEP). Ces ratios s'appuient sur des besoins énergétiques constatés sur des projets existants ayant la typologie adaptée à l'étude.

Le tableau ci-dessous présente les niveaux de performance réglementaires ainsi que les niveaux de performance exigés par la MOA. Les ratios surfaciques donnés ci-dessous repose sur les niveaux de performances exigés par la MOA.

	Réglementaire	Exigée par la MOA (référentiel EBC)	Sources Ratios
Industrie	- Rénovation : RT Existant et décret tertiaire - Neuf : Code du travail	- BBC Rénovation - Référentiel EBC et préconisations	Moyenne des données présentées.
Techno Tertiaire	RE2020	Niveau Passif (Référentiel EBC)	Rex Cerema 2022. Etude PREBAT basse conso sur 30 échantillons avec une Double Flux. REX BBKA et niveau PASSIF (différents Bureau d'études)
Services	RT12 en attente RE2020	Niveau Passif (Référentiel EBC)	Rex BBKA et niveau PASSIF (différents Bureau d'études)
Bornes VE (Parkings)			ENEDIS et hypothèse d'une recharge de 3/4h par jour

Tableau 3 : Niveaux de performance réglementaires et exigés par la MOA par typologie.

Pour les typologies 'Techno tertiaire' et 'Services' les ratios sont issues de retours d'expérience (REX) de bâtiments construits ayant atteint le niveau passif en conception. (Source : CEREMA, BET divers, BBKA.) Les ratios surfaciques correspondent à une consommation réelle et non théorique de calcul.

Pour les parkings, le nombre de points de charge dédiés aux véhicules électriques a augmenté de 20% entre 2023 et 2024 pour les sociétés en Ile-et-Vilaine. En moyenne, on considère qu'il y a une borne de recharge (borne IRVE) toutes les 20 places de parkings. On considère également que tous les parkings de la ZAC sont utilisés pour des entreprises, ayant des salariés travaillant de jour. Pour ces parkings, la charge est dite accélérée (Puissance comprise entre 7,4 kW et 11 kW). Pour faire le plein d'un véhicule électrique avec une borne de recharge accélérée, il faut entre 3 et 4 heures.

On considère qu'un employé peut laisser sa voiture toute la journée à la même place et qu'une borne ne rechargera qu'un à deux véhicules par jour.

Ainsi la borne IRVE consomme 30 kWh / jour.

Les calculs sont réalisés suivant 4 postes de consommation pour le bâtiment :



Besoins de chauffage : *Prise en compte des spécificités des différentes typologies de bâtiments, les performances thermiques souhaitées sur la ZAC ainsi que le type de ventilation (double/simple flux).*



Besoins en froid : *Besoins en refroidissement actif, c'est-à-dire couverts par une machine thermique (climatisation).*



Besoins en électricité, postes conventionnels : *Postes réglementés : éclairage, ventilation, auxiliaires.*



Besoins en électricité, postes non-conventionnels : *Postes non-réglementés : usages spécifiques, brasseurs d'air, électroménager, multimédia, etc...*

Les calculs sont réalisés suivant 2 postes de consommation pour les procédés industriels :

- Thermique (chaud utilisé pour la fabrication)
- Electrique (utilisé pour la force motrice, l'électrolyse et le froid industriel).

Les ratios industriels sont issus d'un benchmark et de la moyenne des données trouvées. Il y a quatre sources de données majeures :

- Retour d'expérience d'une usine produits de construction préfabriqué en béton, structure béton (bat 11) en Eure et Loire avec une usine de 6800m² et des bureaux de 500m² (structure béton), présentée dans l' « étude environnementale des bâtiments industriels » Rapport BATINDUS 2 de l'ADEME.
- Consommation pour le chauffage et le process de STELLANTIS en 2019 :
 - Consommation chauffage bâtiment : 40 kWh,ef /m².an
 - Process : 138.6 kWh,ef / m².an
- Retours d'expériences du BET GreenFlex :
 - Consommation chauffage bâtiment : 59 kWh,ef /m².an
- Tableaux excel de « l'enquête annuelle sur les consommations d'énergie dans l'industrie (EACEI), INSEE 2022 :
 - Tableau T1 : Consommation d'énergie en milliers de tonnes-équivalent-pétrole (kTEP) et nombre d'établissements selon le secteur d'activité, la tranche d'effectif et la région.
 - Tableau T3 : Répartition de la consommation de combustibles par usage en milliers de tonnes-équivalent-pétrole (kTEP) selon le secteur d'activité, la tranche d'effectif et la région.
 - Tableau T4 : Autoproduction, achats et consommation d'électricité par usage en GWh selon le secteur d'activité, la tranche d'effectif et la région.

La méthode employée pour déterminer des ratios à partir de ces tableaux est la suivante :

1. Les trois tableaux sont croisés afin de donner les ratios pour les usages bâtimentaires et de process en GWh / établissement pour les différentes activités et pour les différentes tranches d'effectif.
2. Pour chaque lot :
 - a. On détermine la tranche d'effective (1 salarié / 150m²SDP, industrie).
On croise avec la feuille de calcul des ratios et on divise par la

surface d'industrie. Cela donne des ratios en kWh_{ef} / m².an par lot. Enfin on effectue la moyenne pondérée à la surface pour obtenir le ratio moyen à l'échelle de la Zac.

- b. On émet une hypothèse sur le secteur d'activité de l'industrie parmi celles données dans les données EACEI. On croise avec la feuille de calcul des ratios et on divise par la surface d'industrie. Cela donne des ratios en kWh_{ef} / m².an par lot. Enfin on effectue la moyenne pondérée à la surface pour obtenir le ratio moyen à l'échelle de la Zac.

Les deux moyennes, par salariés et secteur, correspondent aux deux premières lignes du tableau 5.

Lot	Secteur d'activité	Nb de salariés
E-3 5B-2B	Réparation et installation de machines et d'équipements	204
G-2 2 - 1 B	Travail du bois et fabrication d'articles en bois et en liège, à l'exception des meubles ; fabrication d'articles en vannerie et sparterie	49
G-3 2 - 2	Collecte, traitement et élimination des déchets ; récupération	63
G-5 2 - 3	Réparation et installation de machines et d'équipements	116
G-4 2 - 4	Travail du bois et fabrication d'articles en bois et en liège, à l'exception des meubles ; fabrication d'articles en vannerie et sparterie	44
G-6 Pompier	Réparation et installation de machines et d'équipements	38
C3 1B - 1	Réparation et installation de machines et d'équipements	155
J3 CTC	Fabrication d'équipements électriques	232
C1 1B - 3	Industrie automobile	147
I1	Fabrication d'équipements électriques	49
A5		
ZAC 4	Travail du bois et fabrication d'articles en bois et en liège, à l'exception des meubles ; fabrication d'articles en vannerie et sparterie	129
H-3	Fabrication de machines et équipements n.c.a.	151
H-2 Batiment Ferrage	Fabrication de machines et équipements n.c.a.	220
H-0 lot Kat Johnson E1-27	Industrie automobile	161
E5 Bois noir	Collecte, traitement et élimination des déchets ; récupération	505
B7 Euroshelter	Fabrication de machines et équipements n.c.a.	34
D5 Magellan	Fabrication de machines et équipements n.c.a.	11
B1 Eiffage lot A	Fabrication de machines et équipements n.c.a.	32
B5 Eiffage lot B	Fabrication de machines et équipements n.c.a.	29

B3 Eiffage lot C	Fabrication de machines et équipements n.c.a.	28
B6 Eiffage lot D	Fabrication de machines et équipements n.c.a.	17

Tableau 4 : Hypothèses de typologie et nombre de salariés par lot pour calculer les moyennes EACEI de la ZAC par effectif et par secteur d'activités.

DONNEES	Bâtiment				Process	
	Chauffage	Froid	Elec conventionn el éclairage	Elec non conventionnel mobilités BAT	Thermique process	Elec process
EACEI Salarié 2022	36,7	31,0	7,8	0,7	229,7	201,2
EACEI secteur activité 2022	40,4	7,7	7,8	0,8	26,0	84,0
Stellantis conso 2019	39,6		19,8		92,4	46,2
Greenflex	59,0		16,4			
Source Batindus 2 ADEME	78,6		23,0			
Moyenne	50,9	12,3	14,6	0,7	89,6	192,0

Tableau 5 : Ratio énergétiques surfaciques [$kWh_{ef}/m^2.an$] issus de la moyenne des données disponibles et d'hypothèses liés au secteur d'activités industriels et de la tranche d'effectif.

La moyenne issue de ces données est celle utilisée pour calculer les besoins de l'industrie et correspond à la première ligne du tableau 6.

4.2 ESTIMATION DES BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

Des ratios sont utilisés pour estimer les futurs besoins en énergie et en puissance en fonction de la programmation du site, comme expliqué ci-dessus.

	Bâtiment				Process	
	CHAUFFAGE	FROID	Electricité conventionnel (éclairage + auxiliaire)	Electricité non conventionnel (mobilités, informatique)	THERMIQUE (Fabrication)	ELECTRICITE (électrolyse, force motrice, froid)
Industrie	51	12	15	1	89	192
Techno Tertiaire	15	12	18	30		
Services	20	25	36	60		
Bornes VE (Parkings)			517,5 / place			

Tableau 6 : Ratios utilisés pour l'estimation des besoins en énergie [kWh,eu /m².an].

Source : ALTO STEP

	CHAUFFAGE	REFROIDISSEMENT
Industrie	50 W/m²	
Techno tertiaire	30 W/m²	40 W/m²
Services	40 W/m²	45 W/m²

Tableau 7 : Ratios de puissance surfacique [W/m²] utilisés pour le dimensionnement des systèmes. Source : ALTO STEP

Le dimensionnement en puissance des installations électriques passe par l'application d'un coefficient de foisonnement. De cette manière, les besoins en puissances par mètre carré de SDP ne constitueraient pas un ratio à proprement dit exploitable. Ces ratios ne sont donc pas donnés dans cette étude.

Seuls les ratios en chauffage et en refroidissement du bâtiment seront utiles au dimensionnement des systèmes.

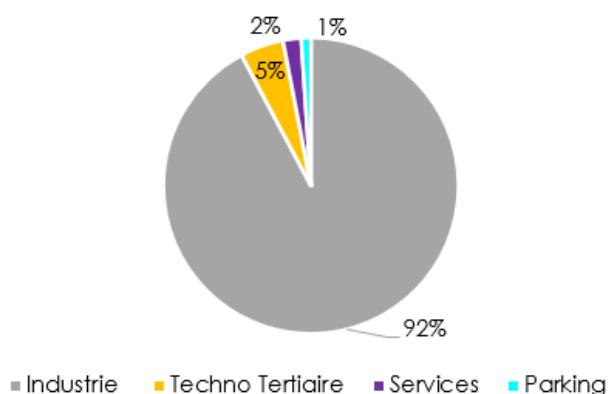


Figure 6 : Répartition des besoins en énergie utile selon la typologie à l'échelle du projet

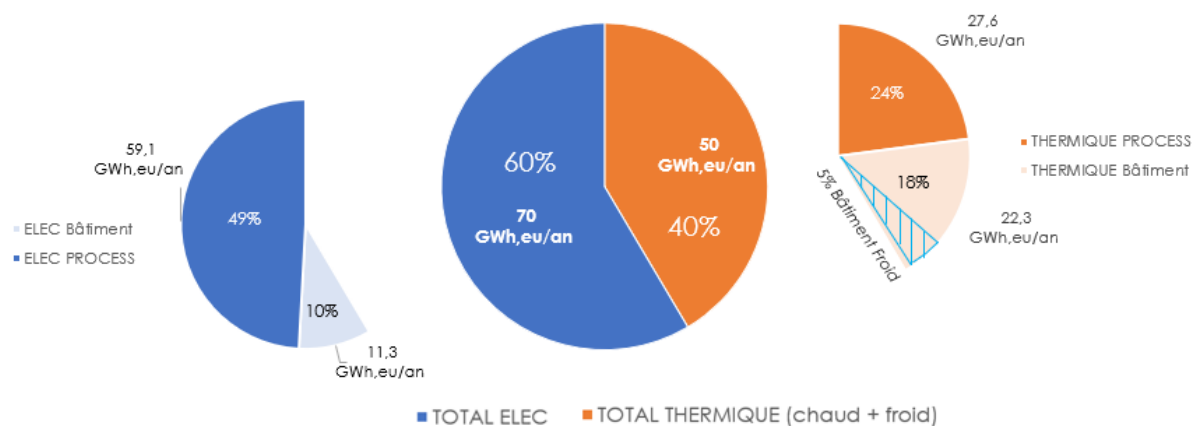


Figure 7 : Répartition des besoins en énergie utile selon le type de postes (thermiques/électriques) à l'échelle du projet

Plusieurs éléments ressortent de l'estimation des besoins sur le périmètre d'étude.

Tout d'abord, les industries représentent **92% des besoins de la ZAC** (pour 76% de l'emprise foncière). Parmi les besoins industriels, les procédés sont les postes de consommation les plus importants (75%). Seul 25% des besoins industriels sont destinés à l'usage bâtiminaire (notamment avec le chauffage).

Au global les procédés industriels consomment une grande part d'électricité. Le besoin électrique représente 60% des besoins finaux contre 40% pour les besoins thermiques. **Répondre à la forte demande d'électricité sera donc un des volets importants de cette étude.** Pour donner un ordre de grandeur, la commune de Chartres de Bretagne consomme 137 GWh / an d'électricité. Le nouveau périmètre industriel de la Janais (hors lot 1B-2 est Stellantis) en consommerait près de la moitié (70 GWh,eu/an).

L'étude d'EGIS menée en 2017 sur le périmètre de création estime les besoins thermiques à 38 GWh / an et les besoins électriques à 71 GWh / an. Les ordres de grandeur sont donc similaires à ceux donnés dans la présente étude.

Enfin, d'après les hypothèses énoncées, les besoins totaux sur l'ensemble du périmètre étudié seraient de **120 GWh,eu /an**.

5 EVALUATION DU POTENTIEL EN ENR&R DANS LE CADRE DE L'OPERATION

5.1 PASSAGE EN REVUE DES ENR&R

L'inventaire exhaustif des énergies renouvelables disponibles, avec le détail systématique des avantages et inconvénients, est présenté dans l'étude d'EGIS de 2017. L'étude présente également les énergies par rapport aux contraintes du site. L'étude conclue avec le tableau de synthèse suivant :

Energie Renouvelable à l'échelle de la ZAC		
	Aérothermie	
	Solaire thermique	
	Solaire photovoltaïque	
	Eolien	
	Géothermie hydraulique	
	Géothermie (chaleur du sol)	
	Hydraulique	
	Biomasse	
	Biogaz	

	Favorable		Envisageable		Pas favorable
--	-----------	--	--------------	--	---------------

Tableau 8 : Synthèse des énergies mobilisables ou non sur la ZAC. SOURCE : EGIS 2017

L'étude de faisabilité d'EGIS a mis en évidence les énergies suivantes :

- **Aérothermie** : Les pompes à chaleur aérothermiques sont très utilisées dans les bâtiments de types tertiaire ou industriel pour permettre le chauffage, voir le rafraîchissement. Elle permet d'assurer le chauffage et l'eau chaude sanitaire avec une très bonne performance énergétique permettant de répondre aux exigences de la réglementation thermique.
- **Solaire thermique** : Le solaire thermique est intéressant pour les bâtiments consommant beaucoup d'eau chaude sanitaire, comme les logements. Il n'y en a pas sur la ZAC.
- **Solaire photovoltaïque** : C'est un gisement énergétique important pour la ZAC. Le solaire photovoltaïque peut être installé :
 - Soit à l'échelle de la ZAC avec des installations dans l'espace public, notamment pour les parkings. En effet, les ombrières photovoltaïques sont des solutions permettant de produire de l'électricité et d'assurer une recharge pour les voitures ou vélos électriques.
 - Soit à l'échelle des bâtiments, avec l'utilisation des toitures pour supporter les panneaux. La grande surface des toitures des bâtiments industriels renforcent la pertinence de cette solution
- **Géothermie (nappes et sondes)** : L'utilisation de l'eau de nappe pour faire fonctionner les pompes à chaleur eau/eau est une solution offrant beaucoup d'avantage : elle permet d'avoir une performance énergétique élevée et constant toute l'année et assure un rafraîchissement « gratuit » en utilisant l'eau de la nappe directement dans le bâtiment sans utiliser la pompe à chaleur. Cependant, une étude de faisabilité géothermique est nécessaire afin de s'assurer d'une présence d'eau de nappe sur le terrain.

- **Biomasse** : L'énergie biomasse peut être utilisée pour les bâtiments avec une chaufferie bois assurant le chauffage et l'eau chaude sanitaire. En intégrant le site de PSA situé à proximité, une solution centralisée de production de chaleur biomasse serait pertinent.

Sont écartées à ce stade :

- **Récupération de chaleur sur eaux usées** : Cette solution est écartée car elle nécessite des caractéristique réseaux eaux usées particulières non atteintes dans le cadre de notre projet. De plus elle n'est pertinente que lorsqu'il y a des besoins en ECS (comme les logements), ce qui n'est pas le cas ici.
- **Micro-éolien** : La ZAC est située hors d'une zone de développement éolien, il n'est donc possible de mettre en place des éoliennes de grande envergure sur le site. Les éoliennes de petite puissance peuvent être installées mais la rentabilité économique de ces équipements ne sont pas avérées et l'installation proche des bâtiments n'est pas souhaitable pour éviter les nuisances sonores.
- **Méthanisation et biogaz** : Absence de filière de méthanisation à proximité de la ZAC, le potentiel biogaz à l'échelle du site est inexistant.

5.2 POTENTIEL SOLAIRE

En France métropolitaine, les opérations d'aménagement conventionnelle présentent systématiquement un potentiel solaire, même au point le plus septentrional. Seuls les masques lointains (topographie du territoire) peuvent impacter ce potentiel, mais le périmètre d'étude n'est pas concerné par cet aspect de relief.

PANORAMA des EnR&R Panneaux Solaires

Etude de faisabilité sur le potentiel de développement des énergies renouvelables
ZAC LA JANAIS - ALTO STEP
Mars 2025

21



Figure 8 : Présentation du potentiel d'installation de panneaux solaires, conclusion de l'étude d'ensoleillement menée par ALTO STEP en novembre 2024.

L'étude d'ensoleillement que nous avons réalisé montre que l'ensemble des toitures sont solarisables. L'aménageur devra veiller à ce que les opérateurs construisent leur bâtiment sans créer d'ombrage sur les toitures, comme montré sur la figure 8.

Avec les édicules techniques, il semble réaliste de considérer que la surface solarisable pourrait être de 30% ou de 50% .

Afin d'augmenter la part des énergies renouvelables au sein de la consommation énergétique nationale, la Loi APER du 10 mai 2023 entend également faire participer les entreprises. De

nouvelles mesures s'ajoutent ainsi à celles qui ont été définies en 2021 dans la loi climat et résilience. Il s'agit de :

- La solarisation des parkings sur au moins 50 % de leur surface : à partir du 1^{er} juillet 2026 pour les parkings de plus de 10 000 m² et dès le 1^{er} juillet 2028 pour les parkings d'une surface comprise entre 1 500 m² et 10 000 m².
- La solarisation des bâtiments neufs non résidentiels sur au moins 50 % de leur surface de toiture : objectif 2027 pour les bâtiments dont la surface au sol dépasse les 500 m².
- L'intégration de systèmes de végétalisation ou d'énergies renouvelables sur les bâtiments existants de plus de 500 m² dès le 1^{er} janvier 2028.

[*https://www.legifrance.gouv.fr/dossierlegislatif/JORFDOLE000046329719/](https://www.legifrance.gouv.fr/dossierlegislatif/JORFDOLE000046329719/)

Les ombrières de parking ne sont pas pris en compte dans l'étude. En effet la MOA est actuellement en réflexion pour plutôt favoriser la mutabilité des parkings, ce qui serait potentiellement incompatible avec leur solarisation. Cette mutabilité peut accorder la dérogation à la loi APER.

5.3 POMPES À CHALEUR AÉROTHERMIQUES

La pompe à chaleur aérothermique (PAC sur air) exploite les calories depuis l'air extérieur. La pertinence de son installation pour un projet immobilier ne dépend pas vraiment de sa localisation géographique, mais plus des autres opportunités de développement d'EnR à meilleurs taux renouvelables. Le taux EnR de ce mode d'approvisionnement est effectivement souvent inférieur à 30%. Cela reste une technologie conventionnelle éprouvée, et relativement décarbonée en France (le mix électrique français est majoritairement d'origine nucléaire). Pour ces raisons, les PAC air/eau feront partie d'un scénario d'étude.

5.4 GÉOTHERMIES

Il n'y a pas de cartes de potentiels pour la potentialité de la géothermie. La géothermie de « minime importance » (10 à 200m) est éligible sur le site. Cela signifie qu'il ne faut pas nécessairement contacter la direction générale des mines sur le site.

Cette énergie serait pertinente à l'échelle du site avec un réseau de chaleur, notamment pour ne pas trop ponctionner la ressource en bois énergie. La géothermie sur sonde peut se déployer sous des parkings ou sous des emprises dédiées sur le site.

Concernant la nappe, celle-ci est exploitée pour des puisages pour l'eau potable et pour les procédés industriels de Stellantis. Cette exploitation pourrait perturber les débits de nappe et donc influencer l'exploitation de la nappe pour en faire de l'énergie.

Nous conseillons toutefois à l'aménageur de poursuivre les contacts initiés avec le BRGM pour conclure sur la pertinence ou non du déploiement de cette énergie dans le cadre de ce projet.

Pour ces raisons la géothermie **ne fera pas partie des scénarios d'étude.**

5.5 BOIS – ENERGIE : BIOMASSE

La Bretagne est la 4^{ème} région française pour la création d'emplois verts. Elle peut compter sur les biomasses comme alternatives aux autres ressources fossiles. Cependant l'exploitation

accrue de cette ressource ces dernières années a conduit Rennes Métropoles à encourager la structuration de cette filière et la priorisation des interventions, notamment en intégrant cette orientation dans le PCAET.

Les deux associations AILE et FIBOIS Bretagne structurent la filière sur le territoire. Le bois-énergie, première énergie renouvelable de Bretagne, permet d'éviter la libération de 310 000 tonnes de Co2 fossile par an. Breizh Pellet est le principal fournisseur de granulés dans la région Rennaise.

Le bois utilisé dans les chaufferies collectives se présente sous forme de plaquettes (bois déchiquetés) ou de Granulé. Dans les deux cas, ce combustible, sous-produit de l'exploitation forestière, est raffiné (préparation, séchage et transformation) pour être brûlé. C'est actuellement, l'une des énergies **les moins chères du marché** (25 €/HT/MWh contre 118,8 €/TTC/MWh pour le gaz).

La filière Bois-énergie dépend donc de la filière bois-forêt. En 2017, l'institut national de l'information géographique et forestière (IGN) publie « l'étude de la ressource forestière et des disponibilités en bois en Bretagne à l'horizon 2035 ».

Celle-ci conclue que pour tendre vers un scénario « optimal » dans lequel la forêt est gérée plus dynamiquement, **il faut développer les marchés bois (bois-construction et bois-énergie)**. Autrement dit, si la demande bois-énergie s'intensifie, les dispositifs d'animation et aides qui accompagnent les propriétaires forestiers privés à facilement exploiter la ressource, se mobiliseront. En effet, le rapport démontre que la ressource en tant que telle n'est pas un problème. La **disponibilité totale** en volume de feuillus et résineux, **est en augmentation** mais majoritairement dans des forêts privées où il n'y a pas de plan d'exploitation.

La filière bois-énergie doit donc s'organiser en parallèle de la gestion forestière sur le territoire Breton.

Il est tout de même notable que la gestion actuelle pourrait se fragiliser par son expansion rapide et son **manque de main d'œuvre actuelle**.



Étude de la ressource forestière et des disponibilités en bois en Bretagne à l'horizon 2035

Tome 1 : méthode et résultats

Version finale du 6 juin 2017

Équipe projet :

Marion Simon (IGN, ingénieure d'études)
Antoine Colin (IGN, chef du projet)

Gildas Prévost (ABIBOIS, coordinateur de l'étude entre les différents acteurs)
Michel Pédrion (ADEME)
Michel Colombet (CNPF, délégation Bretagne-Pays de la Loire)

Figure 9 : Rapport sur la ressource et gestion forestière en Bretagne

Vis-à-vis du sujet de la pollution de l'air, celle-ci s'est considérablement améliorée ces dernières années grâce à la performance des équipements, l'allumage par le haut, et brûler un bois sec.

On retient comme ordre de grandeur qu'avec un dimensionnement de la chaudière bois à 50 ou 65% de la puissance maximale appelée sur le réseau, on peut **couvrir 85 à 90% des besoins de chauffage**. Ce sont les hypothèses faites dans la présente étude en mettant en place une chaufferie biomasse de 11 MW.

Les chaufferies fonctionnant au bois déchiqueté (plaquette forestière) peuvent bénéficier dans ce cadre ainsi de tarifs intéressants, de l'ordre de 25 à 30 €/MWh et également d'aides financières de l'ADEME.

De nouvelles chaufferies biomasse ou des extensions apparaissent sur le territoire révélant la forte volonté de Rennes Métropoles de déployer cette énergie. Dans les cas présentés sur la figure 9, ces chaufferies sont toutes associées à un réseau de chaleur.

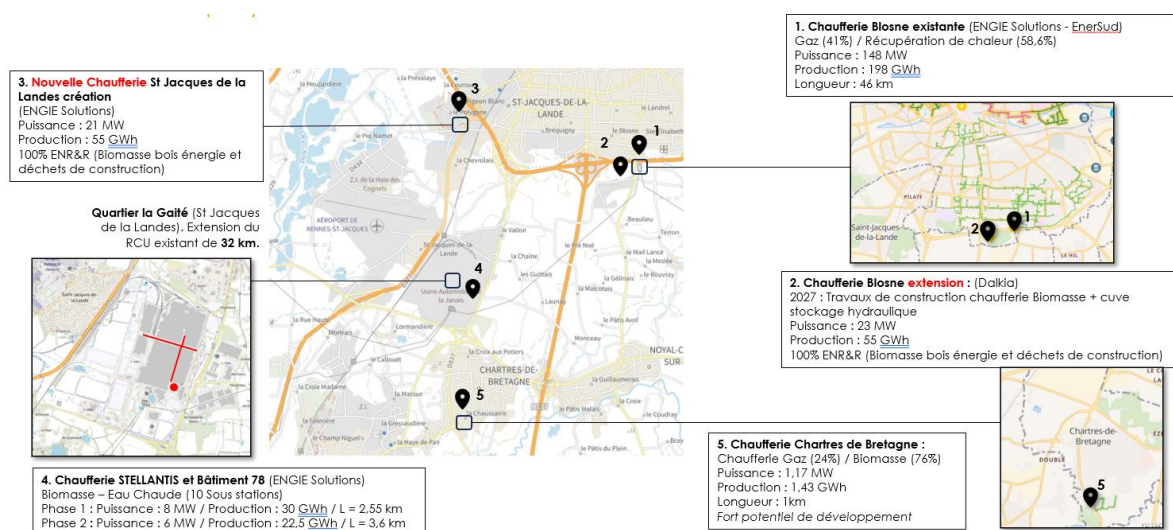


Figure 10 : Présentation des chaufferies biomasses et réseaux de chaleur associés sur le territoire de Rennes, St Jacques de La lande et de Chartres de Bretagne.

5.6 RÉSEAU DE CHALEUR

Réseaux existants à proximité

Le référentiel Energie Bas Carbone précise que si un réseau de chaleur public est présent à proximité de la ZAC, celle-ci est obligée de se raccorder. A ce stade, seul un **réseau de chaleur privé, commandé par Stellantis à Engie Solutions, est en cours de déploiement sur le site**. Ce réseau de chaleur est alimenté par la chaudière gaz existante (15MW) de Stellantis et par deux nouvelles chaufferies biomasse, de puissances respectives de 8MW (tranche 1) et 6MW (tranche 2). Au cumul ces chaufferies pourraient produire environ 50 GWh/an. La mixité biomasse du réseau STELLANTIS est de **73%**.

Nous considérons que ces chaufferies ne sont dimensionnées que pour produire de l'ECS pour les besoins de Stellantis et le bâtiment 78. Autrement dit le réseau de chaleur de Stellantis n'aura pas la capacité de fournir de la chaleur à la ZAC.

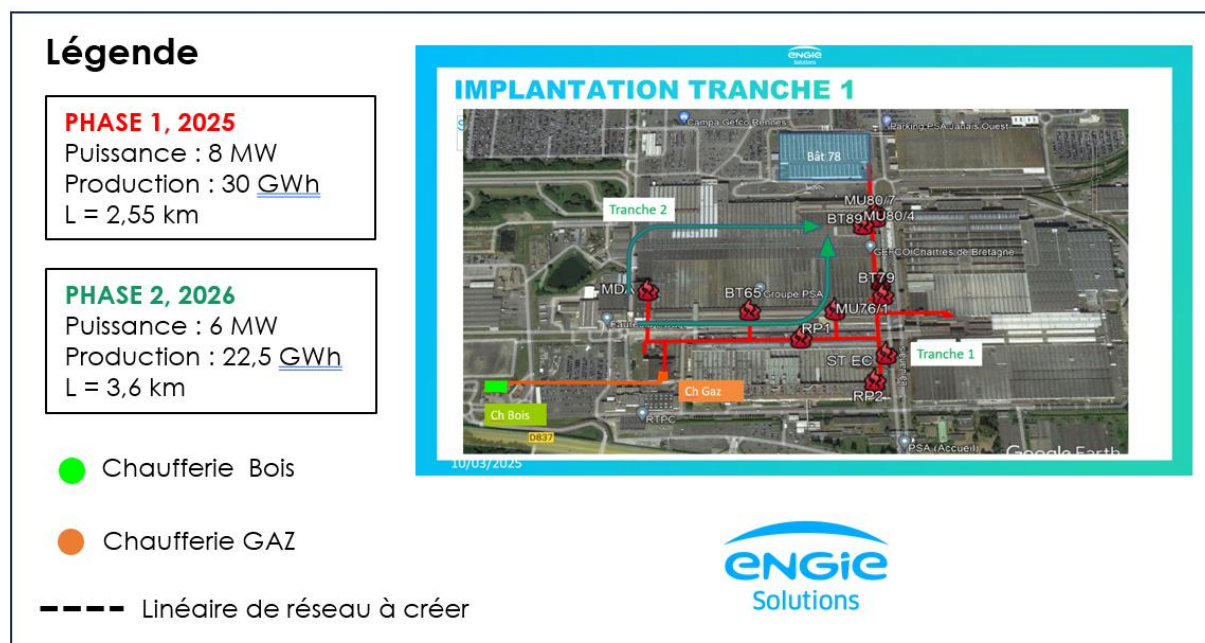


Figure 11 : Emprise du réseau de chaleur en cours de construction par Stellantis. Gérer et exploiter par ENGIE solutions SOURCE : ENGIE SOLUTIONS

Enfin, l'entreprise s'implantant actuellement sur le lot 1B-2 est une fonderie donc pourrait potentiellement produire de la chaleur et la réinjecter au réseau.

Le réseau de chaleur est donc un scénario retenu.

Opportunités pour une boucle d'eau tempérée (BETEG)

En raison de l'écartement de la production géothermique, de besoins en froid limités par rapport à ceux en chaud, et des hautes températures nécessaires pour les procédés, la réalisation d'une Boucle d'Eau Tempérée **est écartée des scénarios d'étude**.

Densité énergétique calculée sur la ZAC

La densité énergétique représente la quantité d'énergie hypothétiquement délivrée par le réseau pour chaque mètre de réseau tracé. Le calcul de la densité énergétique permet de statuer si les besoins thermiques du programme sont assez élevés dans un rayon géographique suffisamment resserré pour que les investissements d'un réseau soient justifiables (desserte maximale pour linéaire minimal). Le seuil minimal pour prétendre aux aides Fond De chaleur de l'ADEME est de 1,5 MWhe/m/an. On parle de densité énergétique intéressante à partir de 5 MWhe/m/an. En moyenne, en France les réseaux de chaleur ont une densité énergétique linéaire de 8 MWhe/m/an.

La chaufferie biomasse déployée sur la ZAC pourrait s'installer sur l'emprise de celle créée par Stellantis, au sud-est du site (point vert sur la carte ci-après). Le réseau créé pour la ZAC pourrait être une continuité du réseau existant (linéaire noir discontinu). Un réseau hypothétique a été tracé dans l'optique de trouver la densité énergétique maximale. Ce réseau dessert l'ensemble des lots de la JANAIS. Les besoins en chaud pour le bâtiment et les process sont repris sur la figure 11. Le tableau 9 reprend les besoins en chaud ainsi que la longueur du linéaire à tirer pour raccorder chacun des lots.

Les besoins en chaud (bâtiment et process) à l'échelle de la ZAC sont de 45 GWh,eu/an et la longueur théorique du réseau à créer serait de 4,7km donnant ainsi une **densité de 9,5 MWh,eu/ml/an**. Cette densité montre la pertinence d'étudier le scénario réseau de chaleur.

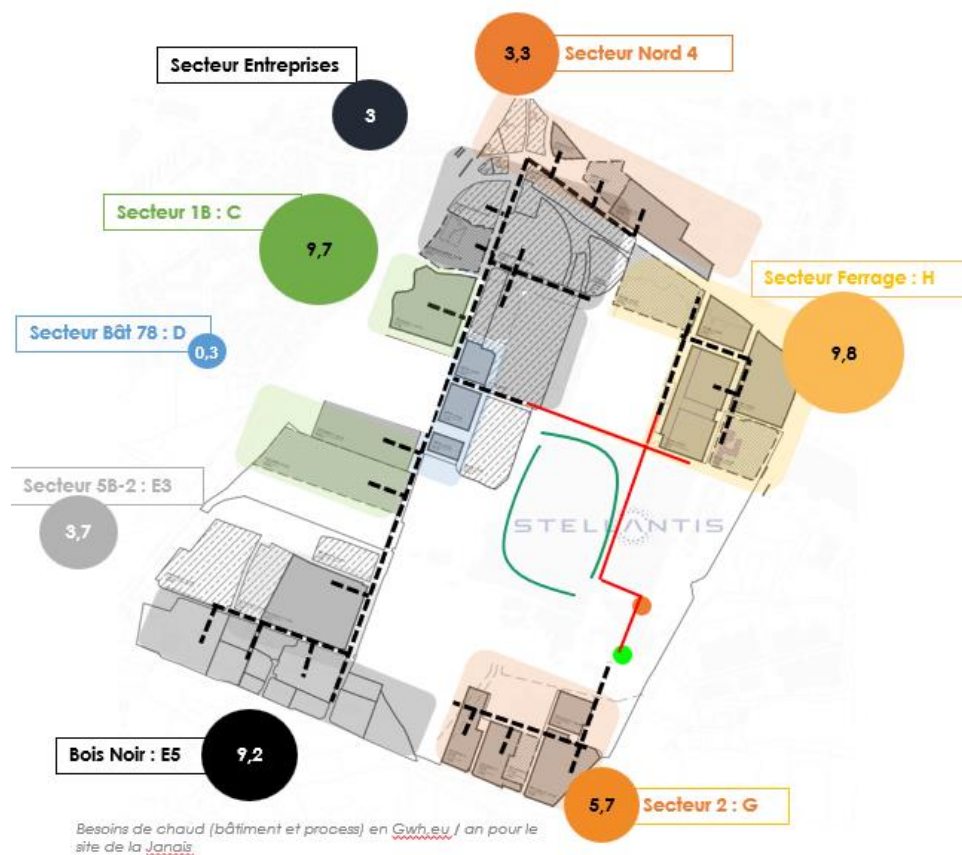


Figure 12 : Besoins en chaud (bâtiment et process) en GWh,eu / an pour le site de la Janais

Secteurs	E3	G	C	D	H	E5	Entreprises	4	TOT
Total (GWh /an)	3,7	5,7	9,7	0,3	9,8	9,2	3	3,3	45
L (km)	0,3	0,8	0,8	0,2	0,5	1	0,7	0,4	4,7
Densité (MWh / mL)	12,4	7,1	12,2	1,6	19,7	9,2	4,3	8,1	9,5

Tableau 9 : Besoins en chaud [GWh,eu / an] et longueur du réseau à déployer pour chaque secteur et au global

6 CHOIX DES SCENARIIS D'ETUDE

Les scénarios étudiés sont définis sur la base du panel d'énergies renouvelables mobilisables au niveau du site. Ces scénarios proposent des bouquets de solutions d'approvisionnement en énergie qui pourront faire l'objet de recommandations pour les opérateurs dans le cadre des fiches de lot.

Le tableau 10 récapitule les systèmes énergétiques mobilisables et leur intégration ou non à des scénarios d'étude. Ce choix émane du croisement entre les ambitions et le contexte territoriale, les contraintes propres au site ainsi que les besoins estimés.

Ces scénarios ont été établis dans un but comparatif et d'aide à la décision et pour orienter les prescriptions/recommandations pour les futurs lots. La « réalité opérationnelle » sera composite avec par exemple, des solutions différenciées selon les typologies.

SYSTÈME	EQUIPEMENTS	ORIENTATIONS	CONTEXTE SITE	BESOINS	SCENARIO
AEROTHERME	Pompe à chaleur (PAC) air / eau ; Chauffe eau thermodynamique (CETH) ; Groupe d'eau glacée (GEC), Débit de réfrigérant variable (DRV)	/	Risque d'augmenter l'effet ICU Emprise en toiture à privilégier (compétition toiture active)		OUI
GEOTHERMIE SONDE	Champs de sondes horizontaux ou verticaux sous bâtiment (avec parking) ou sous	/	Eligible Capteurs horizontaux : pas d'emprise Capteurs verticaux : (sous parking ou en Géo structure : espacé des fondations) → Hors Norme	Besoins trop importants en chauds et froids Besoins de trop de sondes	NON
GEOTHERMIE NAPPE	Surface < 200 m (très basse énergie) + PAC eau / eau ou thermo frigo pompes (TFP) + Chauffe eau thermodynamique (CETH)	/	Eligible Risque de perturbation de la nappe par PSA (puisage) En attente de données BRGM	Chauds et froids simultanés et non optimisés (T°)	NON
	Profonde (Basse et moyenne énergie) Couplé avec un réseau de chaleur (RCU) ou une boucle d'eau tempérée (BETEG)	/	« Possibilités de grosses opérations sur nappe (BRGM, 2023) Il faudrait réinjecter dans le RCU existant.	Electricité Eau haute T° Vapeur d'eau et process	NON
SOLAIRE Photovoltaïque	Panneaux et raccordement au réseau électrique	30 à 50% de panneaux en toiture (Ref EBC)	Etude d'ensoleillement favorable au déploiement sur l'entièreté des toitures (Pas de masques voisins) Adapté aux toitures plates de bâtiments neufs	Electricité : fort besoin	2 Scénarios (30% / 50%)
SOLAIRE Thermique	Capteur solaire couplé à un chauffe-eau	100% toiture active (CPAUPE)		Pas de besoins ECS	NON Privilège le PV
BIOMASSE (Bois-Energie)	Chaufferie collective bois plaquettes + Réseau de chaleur		Mutualisation emprise Chaufferie Biomasse et RCU existant + Récupération de Chaleur Fatale de SAFRAN	Chaleur Electricité (cogénération)	OUI
RECUPERATION ET OPTIMISATION	Récupération de chaleur sur les groupes froids, sur les compresseurs d'air comprimé, Free-cooling, Rafraîchissement adiabatique des CTA ...etc	/			NON étudié mais à préciser aux échelles des lots

Tableau 10 : Synthèse des systèmes intégrés ou non au scénario en fonction du contexte, des contraintes du site, et des besoins.

SCENARIOS THERMIQUES

Les trois scénarios étudiés

SCENARIOS THERMIQUES	CHAUD Bâtiment	CHAUD Process	FROID Bâtiment + Process
Scénario « Référence Gaz »	Gaz	Gaz	Groupe d'eau glacée (PAC FROID)
Scénario TH 2 « Hybride »	PAC AIR / EAU	Gaz	PAC AIR / EAU réversible
Scénario TH 3 « RCU »	RCU Biomasse	RCU Biomasse	Groupe d'eau glacée (PAC FROID)

SCENARIOS ELECTRIQUES

Les trois scénarios étudiés

SCENARIOS ELECTRIQUES	ELECTRICITE
Scénario EL 1 « REF Réseau »	Réseau électrique
Scénario EL 2 « PV 30 »	Photovoltaïque recouvrement de 30%
Scénario EL 3 « PV 50 »	Photovoltaïque recouvrement de 50%

Tableau 11 : Synthèse des scénarios thermiques et électriques étudiés

SC THERMIQUE 1 : REFERENCE GAZ.

Contrairement aux logements, aucune réglementation n'interdit de gaz pour les bâtiments industriels. Cependant, le PCAET de Rennes Métropole affiche comme ambition forte de diminuer drastiquement son utilisation. Nous faisons également le choix de ne pas utiliser de fioul pour les besoins industriels, puisque le PCAET ambitionne d'en sortir pour 2030.

Pour le froid, le référentiel énergie Bas carbone de Rennes Métropole spécifie que les bâtiments d'activités doivent refroidir leur bâtiment avec une énergie renouvelable. Nous faisons le choix de couvrir les besoins de froid avec des groupes d'eau glacée, équipement similaire à une pompe à chaleur (PAC) Air / eau pour la production de froid.

SC THERMIQUE 2 : HYBRIDE, [Pompes à chaleur et GAZ]

Les typologies d'industrie et les procédés associés étant fortement dépendant d'hypothèses, nous pensons qu'il serait irréaliste pour les industries s'implantant sur le site d'abandonner totalement le gaz pour leur process. Cependant, les bâtiments d'activités devront viser des niveaux de performance élevé en isolant notamment le bâti. Cette isolation devrait permettre de diminuer les besoins en chauffage et de pouvoir alors facilement les assurer par la mise en œuvre de PAC air /eau. Les PAC recouvriraient alors les besoins de chauffage (soit 25% des besoins en chauds totaux). Les PAC installées pourraient alors être réversibles pour fournir du chauffage en hiver et du froid en été.

SC THERMIQUE 3 : RESEAU DE CHALEUR, Chauffage BIOMASSE

C'est le scénario avec le taux d'énergie renouvelable le plus élevé. L'énergie biomasse est privilégiée aux pompes à chaleur, dans le but de limiter la dépendance au réseau électrique. Le réseau de chaleur, alimentée en eau chaude ou en vapeur d'eau serait dimensionné pour répondre aux besoins de chaud pour le chauffage du bâtiment et pour les procédés industriels nécessitant de la chaleur.

SC ELECTRIQUE 1 : RESEAU ELECTRIQUE

Tous les bâtiments se raccordent au réseau électrique et en sont dépendant. Ce scénario demanderait de modifier les postes haute tension à proximité du site et affaiblirait le réseau électrique déjà tendu en Bretagne.

SC ELECTRIQUE 2 : PHOTOVOLTAIQUE SUR 30% DES TOITURES

Afin de se détacher de la dépendance au réseau, le site deviendrait producteur. Les toitures neuves et existantes de plus de 500 m² viendraient accueillir des panneaux photovoltaïques sur 30% de leur toiture.

SC ELECTRIQUE 3 : PHOTOVOLTAIQUE SUR 50% DES TOITURES

Afin de se détacher de la dépendance au réseau, le site deviendrait producteur. Les toitures neuves et existantes de plus de 500 m² viendraient accueillir des panneaux photovoltaïques sur 50% de leur toiture dans un objectif maximaliste (mais toujours réaliste).

HYPOTHESES ET METHODOLOGIE DE L'ETUDE

Les scénarios retenus pour l'approvisionnement en énergie sur le nouveau périmètre de ZAC de la Janais sont comparés sur 4 plans majeurs :

- Consommations d'énergie : quantités d'énergie finale consommées ;
- Impacts environnementaux : taux d'énergies renouvelables mobilisées et émissions en polluants ;
- Impacts économiques des choix d'approvisionnement : notamment, coût d'investissement et d'exploitation ;
- Impacts projet relatifs à la mise en œuvre des solutions d'approvisionnement.

6.1 HYPOTHÈSES ENERGETIQUE ET CARBONE DES SYSTÈMES

Taux EnR mix électrique France	31%
CEP mix électrique France métropolitaine	2,58
CEP bois	1
CEP gaz	1

Tableau 12 : Coefficient d'énergie primaire (CEP) des différentes énergies

Générateur	Rendements / SCOP pour la production thermique		
	Chauffage	ECS	Refroidissement
PAC air/eau	2,83		4,1
Chaudière gaz	0,95		
Chaudière Biomasse RCU	0,95		
GEG air/eau			4,1

Tableau 13 : Rendements et COP utilisés pour la production thermique. Source : ALTO STEP

Dans le cas de PAC collectives, CETHC (chauffe-eau thermodynamique collectif), ou réseau de chaleur urbain, la distribution de l'énergie est à chaque fois collective.

Le taux de conversion en énergie finale du réseau électrique en France est fixé dans le cadre de cette étude à 2,58.

Total GES PAC air/eau ACV	14 kg CO2 eq./an/kW
Total GES Chaudière biomasse collective ACV	5 kg CO2 eq./an/kW
Total GES Photovoltaïque ACV	35 kg CO2 eq./an/kWc
Total GES Chaudière gaz à condensation	1 kg CO2 eq./kWu/an

Tableau 14 : Analyse de cycle de vie (ACV) des systèmes étudiés donnant le total des émissions de gaz à effet de serre (GES) sur une année d'utilisation du système.

TOTAL GES Electricité en France	64 g CO2 Eq / kWh,ef
TOTAL GES Bois en plaquettes	24 g CO2 Eq / kWh,ef
TOTAL GES Granulés	34 g CO2 Eq / kWh,ef
TOTAL GES Gaz naturel	227 g CO2 Eq / kWh,ef
TOTAL GES RCU (Biomasse à 90%)	15,5 g CO2 Eq / kWh,ef

Tableau 15 : Total des GES émis pour la production d'un kilo Watt heure d'énergie finale.

Pour l'émission de GES lié au réseau de chaleur, celui-ci est calculé en considérant que la biomasse couvre 90% des besoins et que 10% sont assurés par l'appoint gaz. Un ratio est calculé sur base du réseau de chaleur de Rennes Est (31 g CO2,eq/kWh,ef pour 20% de gaz et 80% biomasse) (source : Référentiel Energie Bas carbone Rennes métropole).

Pour l'analyse du cycle de vie d'un panneau solaire, celui-ci est estimé à 1050 kg/CO2,eq/an/KWc (source : photovoltaïque.info). Sachant qu'un panneau a une durée de vie de 30 ans on considère ainsi une émission annuelle de 35 kg de CO2 équivalent par kilo Watt crête.

6.2 HYPOTHÈSES DE DIMENSIONNEMENT ET ÉCONOMIQUE

Les résultats sont présentés à prix courants (les valeurs ne se sont pas indexées sur une inflation estimée). Les prêts et taux correspondants ne sont pas inclus dans les calculs.

L'étude économique sert à comparer les scénarios de manière relative et macroscopique. La haute variabilité des facteurs économiques, géopolitiques et climatiques ne permet pas d'estimer des coûts consolidés.

Dans le contexte géopolitique actuel (conflit militaire en Ukraine notamment), les cours de l'énergie sont notamment soumis aux fluctuations de l'approvisionnement en gaz russe.

Les coûts de maintenances courantes (resp. Lourdes) sont notées P2 (resp. P3). Afin de réaliser un bilan financier sur 30 ans. On considèrera une inflation sur les matériaux employés pour la maintenance de +7%/an une actualisation (inflation sur les services) de +3%/an. Au total les coûts de maintenance subiront une augmentation de +10%/an.

Electricité

Les catégories tarifaires sont définies à l'article R. 337-18 du code de l'énergie tel que modifié par le décret no 2025-49 du 15 janvier 2025 relatif aux tarifs réglementés de vente d'électricité en fonction de la tension de raccordement et de la puissance souscrite par le client pour le site concerné. D'après ce décret et les estimations de puissances électriques données par ENEDIS, les lots industriels auraient un besoin de tension compris entre 350 et 500kVA et pourraient prétendre au tarif Vert A HTB3.

TARIF VERT haute tension en France métropolitaine continentale

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver	Heures Creuses	Heures Pleines Été	Heures Creuses Été
			Heures Pleines Hiver	Hiver		
Longue Utilisation	39,68	20,189	14,707	8,422	7,965	6,146
Courte Utilisation	20,64	23,789	17,137	9,422	8,085	6,156
Coefficients de puissance réduite	Longue Utilisation	1,00	0,90	0,54	0,44	0,41
	Courte Utilisation	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements	Prix (en €/kW)	Coefficients par poste				
	Longue Utilisation	1,38	1,00	0,90	0,54	0,44
	Courte Utilisation	0,57	1,00	1,00	1,00	1,00
Energie réactive			2,48	c€/kVar.h		

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW/an) 1,85

(a) Ces prix sont à majorer de la TVA, de l'accise sur l'électricité, de la contribution tarifaire acheminement (CTA) ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

On considère le prix du MWh pour un profil tarif vert à 145€ HT, soit **14,50c€HT/kWh**.

Enfin, la prime annuelle est de 39,68 €/kW et le site appellerait une puissance de 10MW (dans l'hypothèses d'un seul gros consommateur sur le secteur Ferrage). La prime à l'échelle de la ZAC serait donc de **396 800 €HT/an**. Celle-ci étant commune à tous les scénarios, n'a pas été intégrée dans les comparaisons économiques.

Le prix de l'électricité, qui, depuis 2010, progressait en moyenne d'environ 3 % par an, a augmenté de 38 % pour les entreprises entre 2019 et 2022. Pour les entreprises et le secteur industriel, il est très compliqué de prévoir l'évolution du coût de l'électricité. En effet, après la pandémie de 2019 et autres impacts majeurs tels que la guerre en Ukraine les prix peuvent soit tripler (entre 2022 et 2023) d'une année à l'autre, soit diminuer de 20% (entre 2023 et 2024) comme le montre la figure 13 de l'INSEE.

Le cours de l'électricité est estimé à **9+% par an**, ce qui correspond à l'évolution du coût de l'électricité pour les tarifs bleus (<36kVA). (Source : EDF). Ce chiffre correspond davantage à une moyenne évolutive des coûts sur 30 ans.

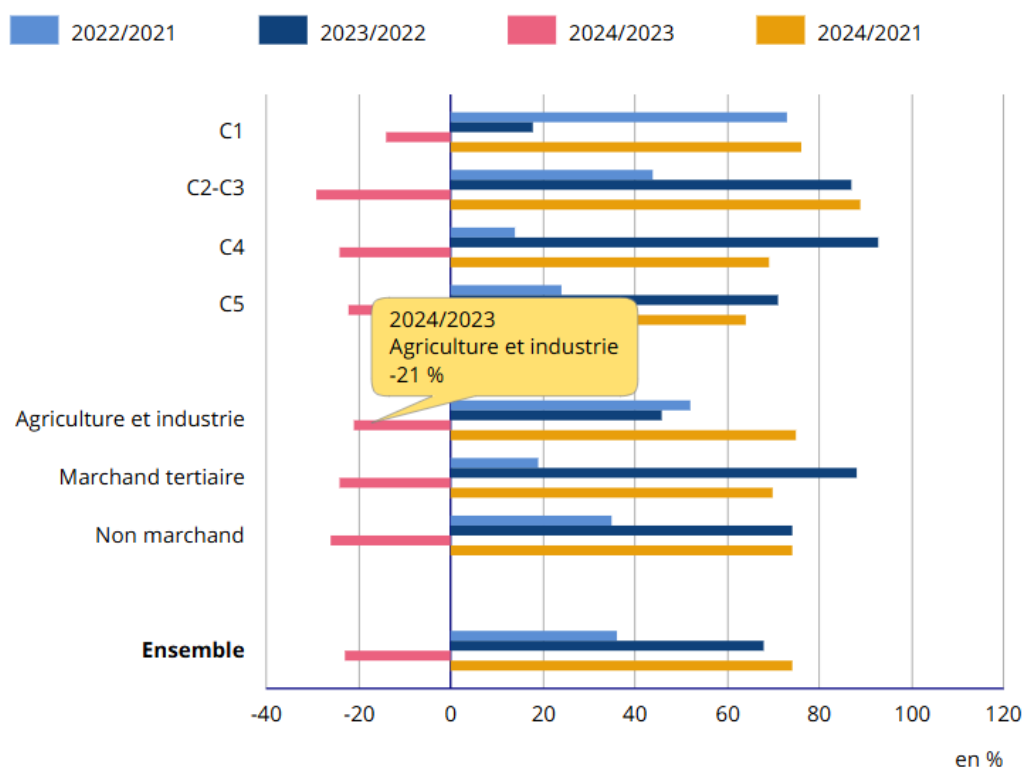


Figure 13 : Evolution des prix moyens de l'électricité sans aides selon les clients et le secteur d'activité, entre 2021 et 2024, SOURCE : INSEE, 2024

Prix de vente de l'électricité	14,50c€/HT/kWh
Prime électricité à l'échelle de la ZAC (10 MW)	396 800 €/HT/an
Cours de l'électricité sur 30 ans	+9%/an

Tableau 16 : Hypothèses économiques sur l'électricité en France, Source : ALTO STEP

Photovoltaïque

Hypothèses Dimensionnement :

La surface de toiture exploitable en photovoltaïque a été estimée en considérant que **40%** de l'emprise foncier d'un lot est dédié à son bâti (donc toiture). Compte tenu des toitures a priori favorables à l'installation de PV, on considère des panneaux inclinés sud à 30°.

Le productible est estimé sur le secteur à l'année grâce à l'outil open source disponible à cette adresse : https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/fr/tools.html (Source : PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM). Le productible annuel (P_{an}) (énergie produite par puissance crête installée) est de 1 164 kWh_{ef}/an.kWc.

La densité du panneau photovoltaïque est issue du site photovoltaïque.info et correspond à un panneau dit standard orienté sud. Cette densité (D) est de 180 Wc/m².

Enfin le recouvrement (R) est de 30% ou de 50% selon le scénario.

La production annuelle des panneaux est estimée par lot recevant du bâti. Il n'y a pas de panneaux installés sur les parkings.

Sur chacun la méthode employée est la suivante :

1. Calcul de la surface brute (pouvant accueillir des panneaux) : $S = R \cdot (0.4 \cdot S_{\text{emprise}})$ [m²]
2. Calcul de la puissance installable : $P = D \cdot S$ [kWc]
3. Calcul de l'énergie finale produite : $E = P_{\text{an}} \cdot P$ [kWh,ef]

En fonction de la taille des lots et du taux de recouvrement R, la puissance installable sur un lot varie de 200 kWc à 2160 kWc.

Productible annuel estimé	1 164 kWh _{ef} /an/kWc
Densité PV panneau standard	180 Wc/m ²
Angle inclinaison toiture pente	30°
Conversion toiture brute/utile : Recouvrement R	30% ou 50%

Tableau 17 : Hypothèses de dimensionnement pour le photovoltaïque. Source : ALTO STEP

Hypothèses économiques :

En dessous d'une puissance photovoltaïque produite de 500 kWc, EDF ou une entreprise locale de distribution est obligée de racheter l'électricité. C'est « l'obligation d'achat » qui est régie par un contrat d'achat avec tarif d'achat fixé par l'Etat (arrêté du 6 octobre 2021). D'après cet arrêté le tarif d'achat est fixé à **10,52c€HT/kWh**. Ce tarif évolue chaque trimestre.

Au-dessus de 500 kWc de puissance installée, le fournisseur peut faire un appel d'offre et fixé son tarif. On considère que le tarif est identique pour ces puissances.

Enfin au-dessus de 100 kWc de puissance photovoltaïque installée, l'état n'ouvre pas les droits à la prime d'autoconsommation (0.10€HT/Wc). Il est cependant possible d'avoir droit à la prime à l'intégration paysagère (0.233€ HT/Wc) lors de l'investissement.

Tarif d'achat d'électricité produite par PV	10,52c€HT/kWh
Prime à l'autoconsommation	0,10 €HT/Wc
Prime à l'intégration paysagère (Si P < 500MWc)	0,233 €HT/Wc
Achat et installation PV	0,9 €HT/Wc
P2 (maintenance Courante)	1% invest
P3 (maintenance lourde)	3% invest

Tableau 18 : Hypothèses économiques pour le photovoltaïque. Source : ALTO STEP

Gaz

Hypothèses Economiques :

Sur les marchés de gros, les tarifs du gaz sont très volatils. La crise de l'énergie l'a montré. Entre le 1^{er} semestre 2021 et le 1^{er} semestre 2022, les prix moyens du gaz pour les entreprises ont fait un bond de 103 % selon le Ministère de la Transition écologique. Ensuite, ils ont commencé à baisser en 2023 avant de repartir à la hausse en fin d'année. Les entreprises consommant du gaz ont dû faire face à une augmentation des prix dépassant les 100 % entre 2021 et 2022, avant de connaître une baisse en 2023.

Depuis le 1^{er} décembre 2020, la fin des tarifs réglementés du gaz est intervenue sur le segment des professionnels. Depuis cette date, il est obligatoire pour eux de passer par une offre de marché. Ils peuvent opter pour le fournisseur historique de gaz naturel, Engie ou pour un fournisseur alternatif. Enfin la dépendance au gaz russe rend d'autant plus incertain l'évolution des prix.

Pour les 30 années à venir, on peut estimer l'évolution du prix du gaz pour les professionnels à une moyenne de **+8% par an**.

Engie solutions a transmis à la MOA, une présentation datant de février 2021 dans laquelle une étude économique est succinctement explicitée. Pour la chaufferie de Stellantis, l'investissement est de 906 k€ pour la chaufferie gaz de 13MW. On peut alors calculer l'investissement de la chaufferie gaz (69€ HT/kWu).

Tarif Gaz	118,8 €TTC/MWh
Cours sur le gaz	+8%/an
Investissement Chaudière gaz	69 €HT/kWu
P2 Chaudière gaz	2%
P3 Chaudière gaz	4%

Tableau 19 : Hypothèses économiques pour le GAZ. Source : ALTO STEP

Pompe à chaleur air / eau et Groupe d'eau glacés

Hypothèses Dimensionnement :

Les pompes à chaleur simulés ont un COP (Conversion de l'énergie utile à l'énergie finale) de 2,83 et utilisent donc peu d'électricité pour fonctionner. Concrètement il faudra acheter peu 2,83 fois moins d'énergie que celle réellement utilisée. Les prix énergétiques sont ceux de l'achat d'électricité.

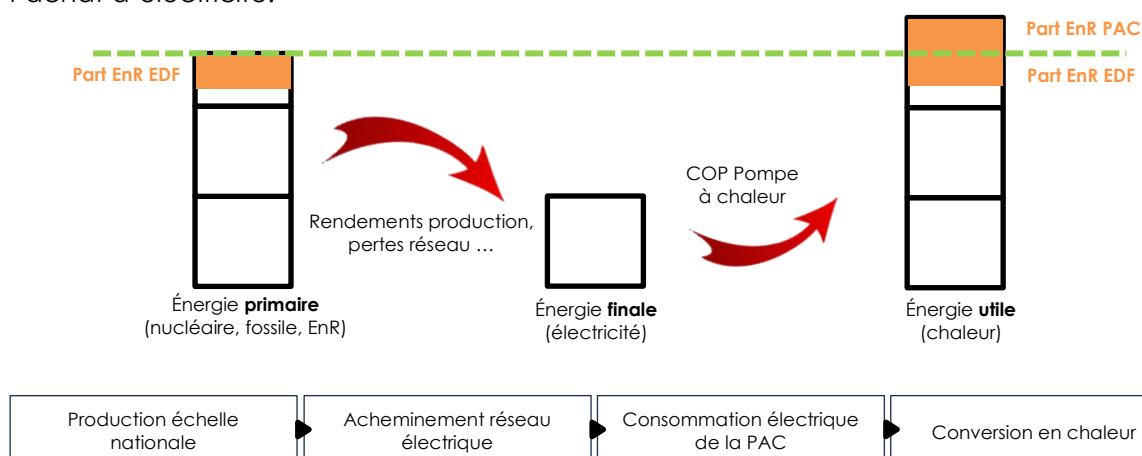


Figure 14 : Conversion d'énergie primaire en finale et utile avec une PAC.

Hypothèses Economiques :

Investissement PAC air / Eau	850 €HT/kWu
P2 Chaudière gaz	2%
P3 Chaudière gaz	4%

Tableau 20 : Hypothèses économiques pour les PAC air / eau

Chaufferie Biomasse

Hypothèses Dimensionnement :

Afin de gérer les fortes variations de puissance il est opportun de disposer d'une unité d'appoint gaz. L'hypothèse retenue est que la chaufferie bois couvre 90% des besoins en chaud (chauffage du bâtiment + process) et est dimensionné à hauteur de 60% de la puissance nominale. Les deux chaudières gaz ou biomasse ont un rendement de 95%.

Une chaufferie biomasse de 11 MW couplée à une chaudière gaz de 7,6 MWu devraient permettre d'alimenter l'ensemble de la ZAC en chaleur. La chaufferie biomasse, pourrait

s'installer à côté de celle de Stellantis en cours de construction. Le bâtiment serait d'environ 700m².

Les pellets ou granulés ont un pouvoir calorifique inférieur (PCI) plus élevé que les plaquettes : une quantité moindre de combustible est nécessaire pour générer la même quantité de chaleur, ce qui est avantageux pour réduire le volume de stockage notamment, surtout si le site est contraint. Le volume du silo de stockage a été estimé pour les 2 types de combustibles (pellets et plaquettes forestières), sur base d'autonomie en période froide de 3 jours et en prenant en compte un volume de réserve et un volume mort¹.

Puissance chaufferie Biomasse	11 MWu
Puissance chaufferie Gaz	7 MWu
Rendement chaufferies	95%
Nombre heures en fonctionnement nominal	13 heures
Autonomie (nombre de jours maximums entre les livraisons)	3 jours
Volume silo pellets	251 m³
Volume silo plaquettes	717 m³

Tableau 21 : Hypothèses de dimensionnement pour la chaufferie Biomasse de la ZAC, source : ALTO STEP

Hypothèses Economiques :

Les prix donnés dans le tableau 22 sont issus de l'« Etude des coûts d'investissement et d'exploitation associés aux installations biomasse énergie des secteurs collectifs et industriels ».

Engie solutions a transmis à la MOA, une présentation datant de février 2021 dans laquelle une étude économique est succinctement explicitée. Pour la chaufferie de Stellantis, l'investissement est de 6150 k€ pour la chaufferie biomasse de 8MW. On peut alors calculer l'investissement de la chaufferie biomasse (768 HT/kWu). Pour la chaufferie gaz, l'hypothèse est celle reprise dans le tableau 19.

Le granulé (pellets) évolue de 9% entre 2019 et 2020 d'après « l'enquête sur les prix des combustibles bois » de l'ADEME de 2020. Cette hypothèse sur le cours du bois est retenue.

L'ensemble des coûts seraient pris en charge par le gestionnaire du réseau privé ou public.

Investissement chaufferie Biomasse	768 €HT/kWu
P1 partie gestion énergie	12,0 €HT/MWhu
P1 partie fourniture énergie	86 €HT/MWhPCI
P2 (maintenance courante)	11,0 €HT/MWhu
P3 (maintenance lourde)	6,5 €HT/MWhu
Tarif plaquettes	25 €HT/MWhPCI
Tarif pellets	86 €HT/MWhPCI
TVA bois de chauffage	10%
Cours sur le bois (granulés)	+9%/an

Tableau 22 : Hypothèses économiques de la chaufferie Biomasse de la ZAC. Source : ALTO STEP

Réseau de chaleur

Hypothèses Dimensionnement :

Rendement échangeur + pertes réseau	574 €HT/mL
Taux ENR contractuel	38 €HT/kW

Linéaire déployé	4,7 km
------------------	--------

Tableau 23 : Hypothèses de dimensionnement pour le réseau de chaleur de la ZAC. Source : ALTO STEP

Hypothèses Economiques :

L'ensemble des coûts estimés dans ce paragraphe seront à la charge des exploitants du réseau donc des entreprises de la ZAC se raccordant à ce réseau.

ENGIE Solutions a fourni les données économiques sur la chaufferie biomasse de 8MW en eau chaude de Stellantis. Des hypothèses sont donc issues de ces données en calculant des ratios.

Le terme R1 est le prix de la chaleur facturé en €/ MWh. ENGIE solution fixe ce coût à 39 €/ MWhPCI pour une mixité biomasse de 72% pour le réseau de Stellantis. ENGIE Solution estime à 68€HT / MWh le coût moyen pour l'ensemble du reste de la ZAC (source : ENGIE Solutions, présentation du 10 février 2021 pour la mutualisation du réseau de chaleur).

L'ADEME dans son rapport « Les coûts des énergies renouvelables et de récupération en France - 2019" estime R1 à 48,2€/MWh en LCOE (coût global) pour un réseau en eau chaude. La moyenne des chiffres donnés est de **51€/MWh** et est l'hypothèse retenue pour cette étude. En comparaison, les coûts des RCU de Rennes sont de 76 €HT / MWh pour le réseau Sud et de 65€HT / MWh pour le réseau nord (avec usine d'incinération).

Le terme R2 désigne l'abonnement ou la part fixe proportionnelle à la puissance souscrite. Plus le nombre d'abonnés au réseau est grand plus ce coût diminue. R2 inclus les coûts liés à l'abonnement électrique, l'exploitation du réseau, son entretien (renouvellement des installations) et les amortissements et frais financiers.

Pour Stellantis, ENGIE Solution fixe un coût unitaire de 57€/kW lors de sa présentation de février 2021. Pour le reste de la ZAC, R2 varie entre 46€/kW, 37€/kW et 26€/kW en fonction du secteur et de la longueur à raccorder. En moyenne, on prendra R2 à **50€/kW**.

Les frais de raccordement comprennent la partie poste de livraison et les premiers 15m d'extension et sont estimés par ENGIE Solutions entre 22€/kW ; 45kW et 48€/kW. En moyenne on prendra des frais de raccordement de **38 € HT / kW**.

Enfin les coûts liés à la création du linéaire du réseau primaire est estimé à 574€HT / ml (Source : ADEME étude « AMORCE »).

Enfin pour estimer le cout global sur 20 ou 30 ans, le cours sur la chaleur pour la chaufferie biomasse de la ZAC décrite ci-dessus, est estimée à 8 %.

Le réseau de chaleur de Rennes Sud porté par ENERSDUD est constitué à 54% de biomasse et 46% de gaz. L'évolution du tarif moyen être 2012 jusqu'à 2022 est donné dans la figure 14. En dehors de la hausse majeur de 2022, le cours était globalement instable et les évolutions assez imprévisibles. Cette hypothèse de **8%** est plutôt issue du cours sur l'électricité, le gaz et le bois-énergie. Si le réseau de chaleur présente un taux EnR supérieur à 50% les tarifs bénéficient de la TVA réduite à 5.5%, ce qui est le cas pour cette étude avec un taux EnR de 99%.

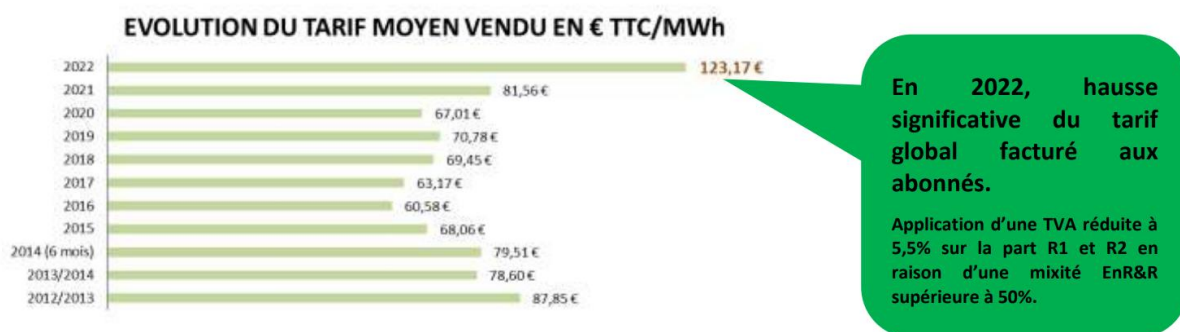


Figure 15 : Evolution du tarif moyen de vente de chaleur du RCU de Rennes Sud, géré par ENERSUD et utilisant la biomasse. SOURCE : ENERSUD

Pour la décarbonation des sites industriels ou la modernisation de la filière forêt bois, des projets de chaleur renouvelable et de chaleur fatale peuvent être accompagnés à travers le plan France 2030 (pilote notamment par l'ADEME à travers le « Fond chaleur »).

Le Fond Chaleur est mobilisable entre 30% et 80% de l'investissement pour une chaufferie Biomasse. La tranche 1 du réseau de chaleur de Stellantis en a bénéficié à hauteur de 28% (2 794€ / 9 986€) de l'investissement (chaufferie biomasse, gaz et le réseau).

L'ADEME peut également accompagner les acteurs dans les études et le conseil. Nous préconisons à la MOA de se rapprocher de cet acteur. Les opérations éligibles dans l'industrie doivent avoir une production de **1 200 à 12 000 MWh/an** biomasse en sortie de chaudière. D'après les résultats donnés dans la suite de l'étude, l'énergie produite par la chaufferie biomasse serait de **39 000 MWh/an**. Si l'opération se fait en deux temps, c'est-à-dire **en deux tranches distinctes** avec deux chaudières distinctes, alors les opérations seraient éligibles.

L'aide est mobilisable sous deux conditions principales : la densité énergétique doit être supérieure à 1.5 MWh,eu/ml.an et le taux EnR&R du réseau doit être supérieur à 65%.

Dans le cas du RCU déployé sur la ZAC, la densité théorique calculée est de 9,5 MWh,eu/ ml.an et le taux EnR&R de 99%.

Le plan budgétaire de 2025 pour la France prévoit de diminuer le soutien à l'ADEME et du Fonds Chaleur à hauteur de 300 millions d'euro, passant alors de 820 millions d'euros en 2024 à 520 millions pour 2025. En vue de la taille, l'efficience et de l'ampleur médiatique que le projet pourrait avoir, il est fort à parier que le fond de chaleur soit mobilisable pour ce projet. Enfin si une entreprise prévoit de réinjecter de la chaleur dans le réseau, le fond de chaleur serait également mobilisable pour faciliter la réinjection.

Les conditions étant hypothétiquement respectées, nous faisons l'hypothèse d'une aide à hauteur de 30% de l'investissement.

Investissement linéaire réseau primaire	574 €/HT/mL
Frais de raccordement (poste de livraison et premier 15m)	38 €/HT/kW
Fond de chaleur (part prise en charge)	30%
R1	51 €/HT/MWhPCI
R2	11,0 €/HT/MWhu
TVA corrigée RC	5,5%
Cours sur la chaleur du réseau	+8%/an

Tableau 24 : Hypothèses économiques du réseau de chaleur déployé sur l'ensemble de la ZAC. SOURCE : ALTO STE

7 RESULTATS SCENARIOS THERMIQUES

Les scénarios thermiques comparés sont rappelés ci-dessous.

SCENARIOS THERMIQUES

Les trois scénarios étudiés

SCENARIOS THERMIQUES	CHAUD Bâtiment	CHAUD Process	FROID Bâtiment + Process
Scénario « Référence Gaz »	Gaz	Gaz	Groupe d'eau glacée (PAC FROID)
Scénario TH 2 « Hybride »	PAC AIR / EAU	Gaz	PAC AIR / EAU réversible
Scénario TH 3 « RCU »	RCU Biomasse	RCU Biomasse	Groupe d'eau glacée (PAC FROID)

7.1 BILAN DES CONSOMMATIONS

Consommation en énergie finale

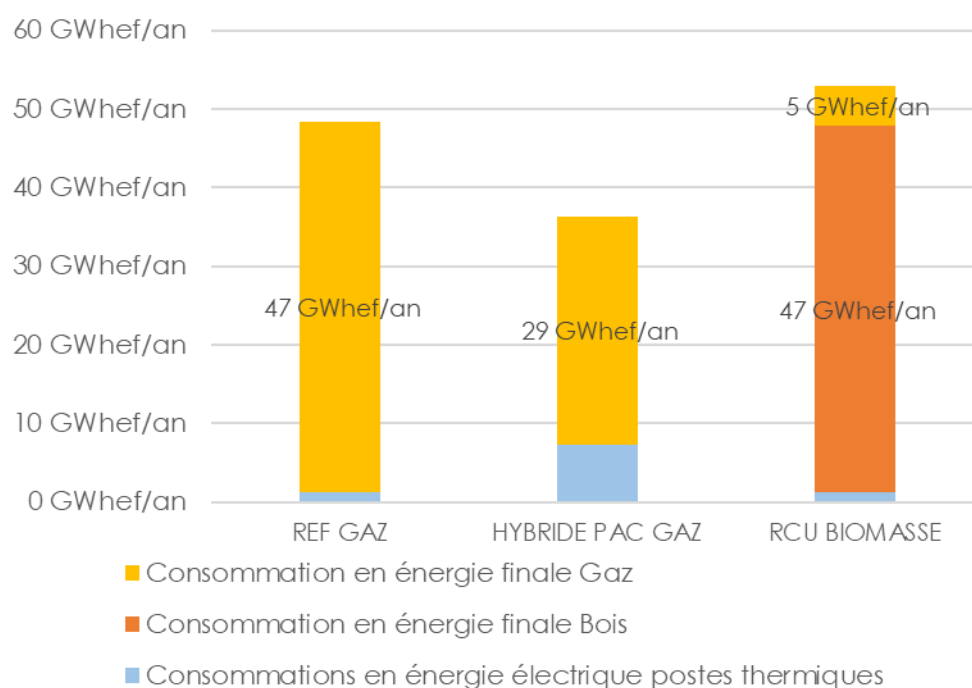


Figure 16 : Consommations annuelles en énergie **finale** pour les besoins thermiques selon les scénarios étudiés. SOURCE : ALTO STEP

Pour rappel, les trois scénarios couvrent les mêmes besoins thermiques de 50 GWh,eu/an. L'énergie finale correspond à l'énergie achetée par l'utilisateur. Par exemple dans le cas d'un chauffage électrique, l'énergie finale correspond à l'énergie arrivant en entrée du radiateur. L'énergie utile étant celle effectivement utilisée en sortie du radiateur. Le coefficient entre les deux énergies correspond au rendement du radiateur électrique.

GWh_{eu} : Giga Watt heure d'énergie utile
MWh_{ef} : Mega Watt heure d'énergie finale
Wh_{ep} : Watt heure d'énergie primaire

Conversion de l'énergie - Exemple

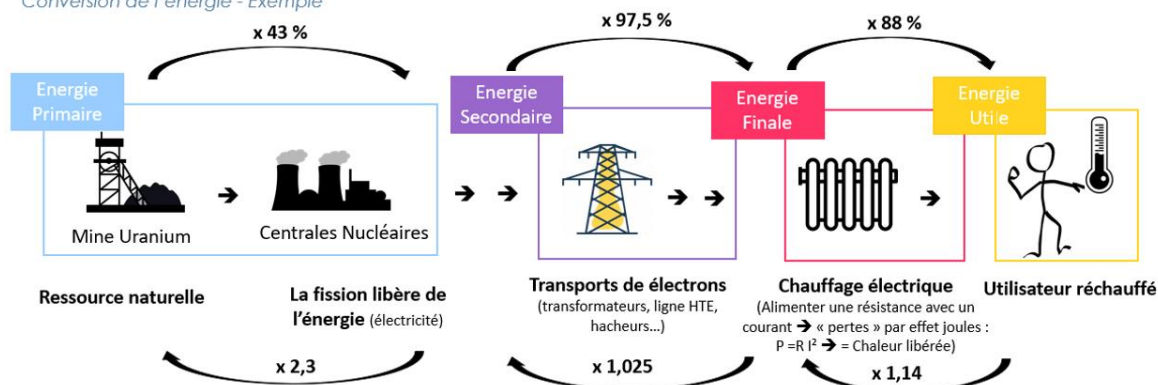


Figure 17 : Illustration expliquant les énergies et les pertes associées. SOURCE : ALTO STEP

La figure 17 illustre plusieurs points :

- Tous les scénarios consomment de l'électricité pour alimenter les groupes d'eau glacée couvrant les besoins en froid.
- Le scénario 2 « hybride PAC gaz » est le moins consommateur d'énergie finale. Cela s'explique par le COP des Pac air/eau qui leur permet de couvrir une part importante de besoins (énergie utile) en achetant peu (énergie finale).
- Le scénario 3 « biomasse » est le plus consommateur d'énergie finale. Cela s'explique par les pertes énergétiques du réseau de chaleur.

Consommation en énergie primaire

Pour le gaz et la biomasse, l'énergie primaire est prise égale à l'énergie finale (hypothèse tableau 12). En revanche pour produire de l'énergie électrique, on considère qu'il faut 2,58 fois plus d'énergie primaire. Malgré ce taux, le scénario 2 « hybride PAC Gaz » est toujours le moins consommateur d'énergie primaire, comme le montre la figure 18.

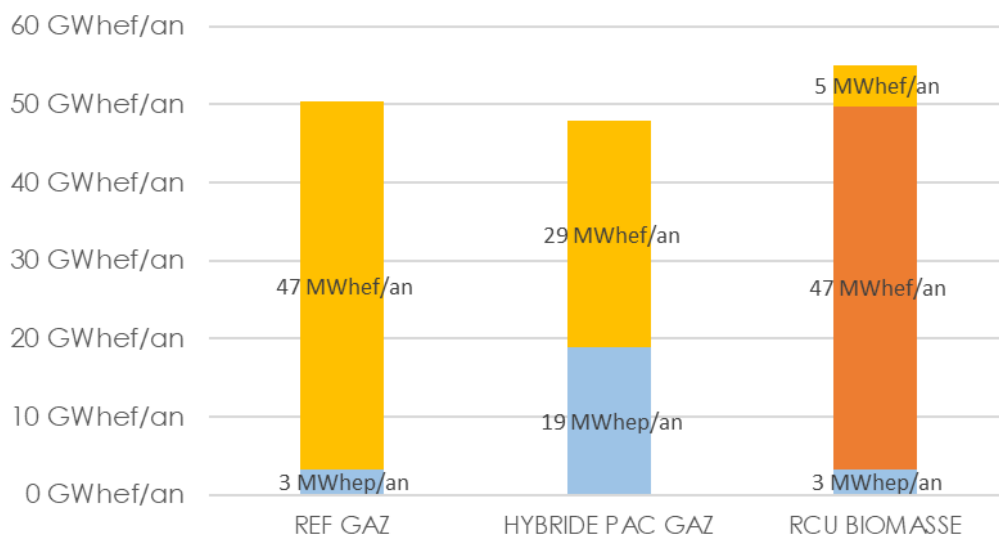


Figure 18 : Consommations annuelles en énergie **primaire** pour les besoins thermiques selon les scénarios étudiés. SOURCE : ALTO STEP

7.2 IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX

Mobilisation des énergies renouvelables

Suivant les modalités de l'annexe IV-1 de l'arrêté du 29 décembre 2014 relatif aux modalités d'application du dispositif des certificats d'économies d'énergie, le taux d'EnR&R est calculé en divisant la quantité d'énergie EnR&R valorisée (MWh) par le total des besoins en énergie utile.

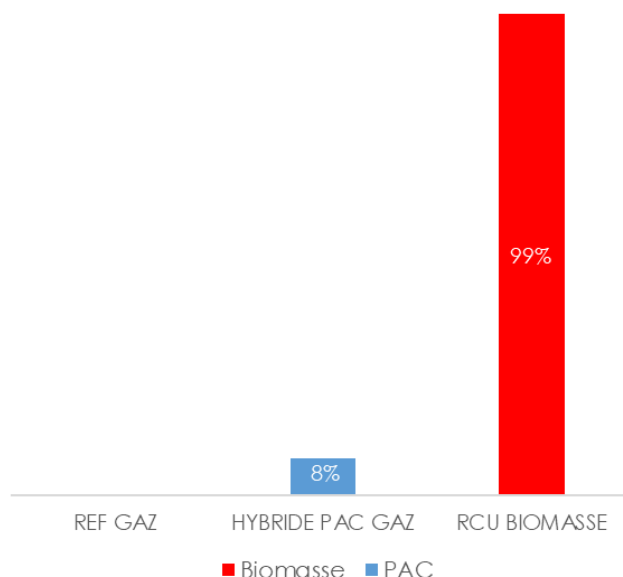


Figure 19 : Taux EnR&R Chaud des scénarios. Source : ALTO STEP

Pour les pompes à chaleur, seule la part d'énergie thermique au-delà de la quantité d'énergie primaire consommée est considérée comme quantité d'EnR valorisée. En refroidissement, ce n'est pas une EnR.

Le scénario réseau de chaleur permet de mobiliser **99% d'EnR** contre seulement 8% pour le scénario hybride.

Émissions carbone

L'impact environnemental d'un scénario ne se résume pas à ce seul critère. De plus, le périmètre d'application de l'étude ne permet pas d'estimer de manière globale l'impact d'une solution énergétique.

Afin d'estimer au mieux les émissions de gaz à effet de serre, l'analyse prend en compte l'ACV des systèmes de production, qui reste négligeable par rapport aux émissions en phase exploitation) ou l'épuisement des ressources (uranium, gaz).

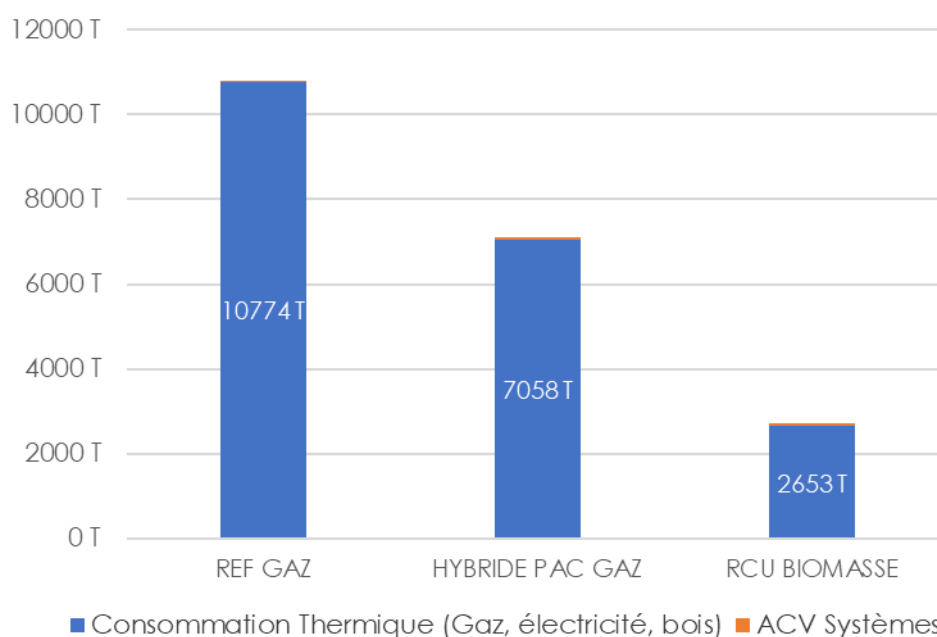


Figure 20 : Emission de GES annuelles selon les scénarios en Tonnes de CO₂, équivalente par an. Source : ALTO STEP

Le scénario réseau de chaleur est le plus vertueux en termes d'intégration d'ENR&R ainsi que le plus faible en émissions de CO₂ (-24% par rapport au scénario de référence).

Sur 30 ans ce scénario permettrait d'éviter l'émission de **243 630 Tonnes** de CO₂ équivalent dans l'air, soit la consommation annuelle de 30 000 français.

7.3 IMPACTS ECONOMIQUES

Les résultats présentés sont à prendre avec grande précaution et sont soumis à de nombreuses hypothèses qui peuvent varier grandement. Ils doivent donc être utilisés à bon escient, en considérant les ordres de grandeur.

Investissement

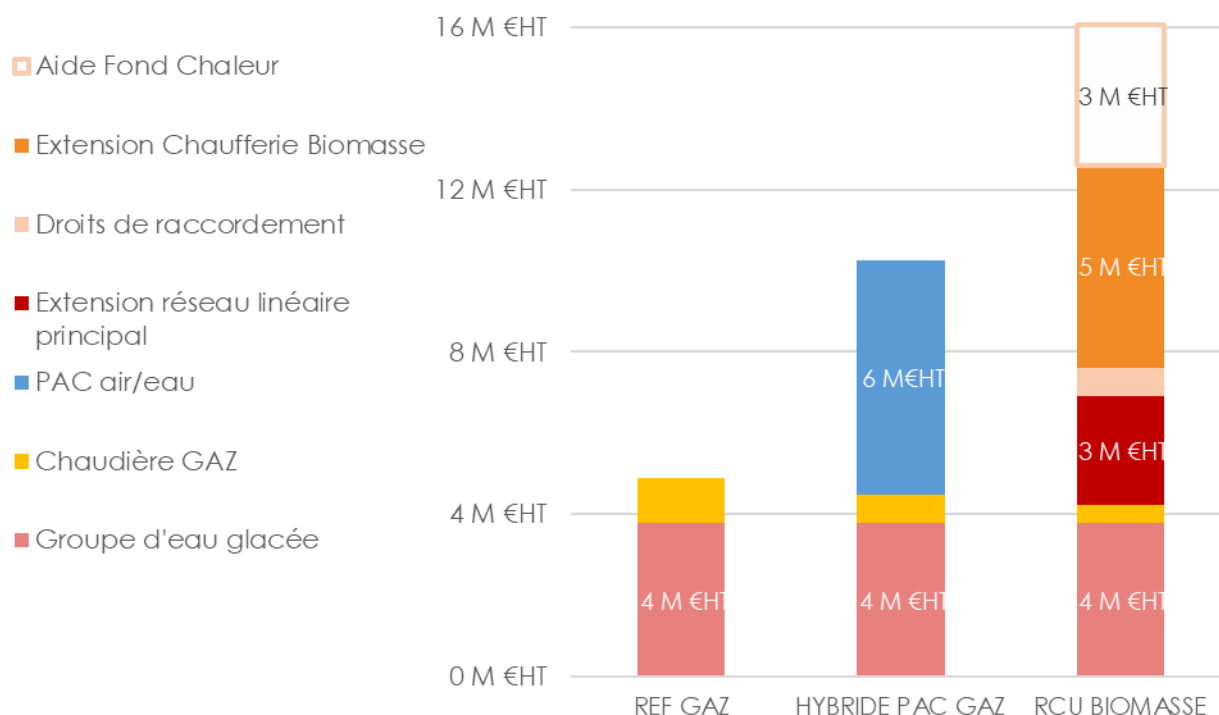


Figure 21 : Répartition des investissements par scénario. SOURCE : ALTO STEP

Le scénario réseau de chaleur est le plus coûteux à l'investissement. Selon les montages financiers, il est difficile d'associer les dépenses aux acteurs du projet (aménageur, collectivités, promoteurs, concessionnaires du réseau, usager.e ...) notamment concernant la décomposition des coûts du réseau de chaleur. Pour rappel, la densité énergétique permet ici de prétendre au Fond Chaleur de l'ADEME, une aide au financement conséquente (dans l'étude supposée à 3,5M€).

Coûts exploitation et maintenance

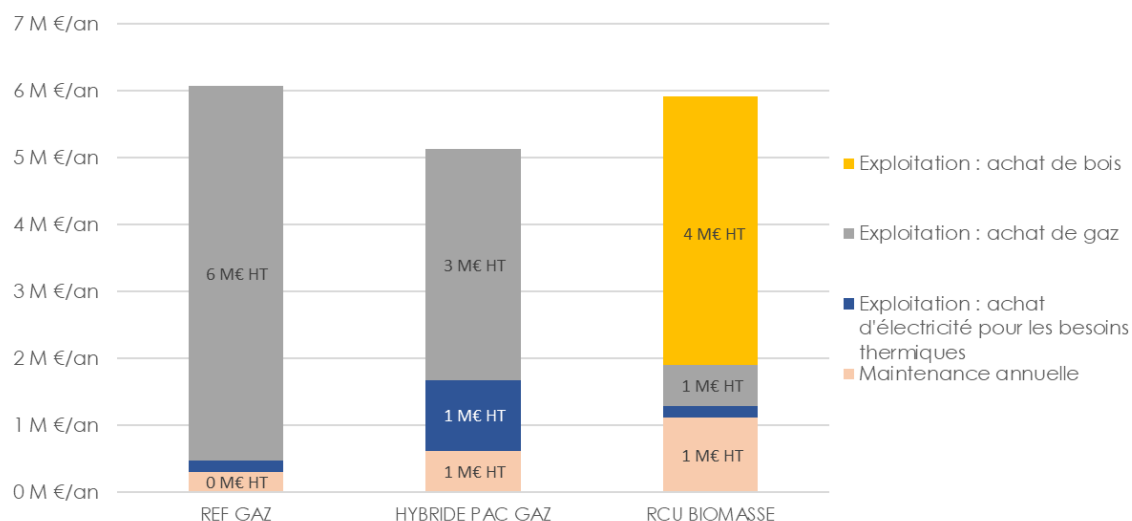


Figure 22 : Coût de maintenance annuelle et coût d'exploitation. SOURCE : ALTO STEP

Ce sont ces coûts annuels qui auront le plus d'impact sur le bilan financier global sur 20 ou 30 ans. **Le scénario hybride, grâce à une consommation finale plus faible est le moins coûteux annuellement.**

Le scénario Réseau de chaleur est légèrement moins coûteux que le scénario de référence grâce à l'attractivité du prix du bois vis-à-vis de celui du gaz.

Bilan économique sur 30 ans

Une estimation du coût total sur 30 ans a été réalisée pour chaque scénario, qui prend en compte les investissements initiaux, les coûts de maintenance et l'achat d'énergie, ainsi qu'une fluctuation des cours des énergies.

Comme la courbe somme les coûts de contributions différentes (maîtrise d'ouvrage, habitants en exploitation, maîtrise d'œuvre, coût du logement répercuté, entreprise dédiée au réseau de chaleur ...), et que certains coûts de l'énergie n'y sont pas indiqués (isolation, réseau électrique, abonnements ...) elle n'est certainement pas exploitable en valeur absolue.

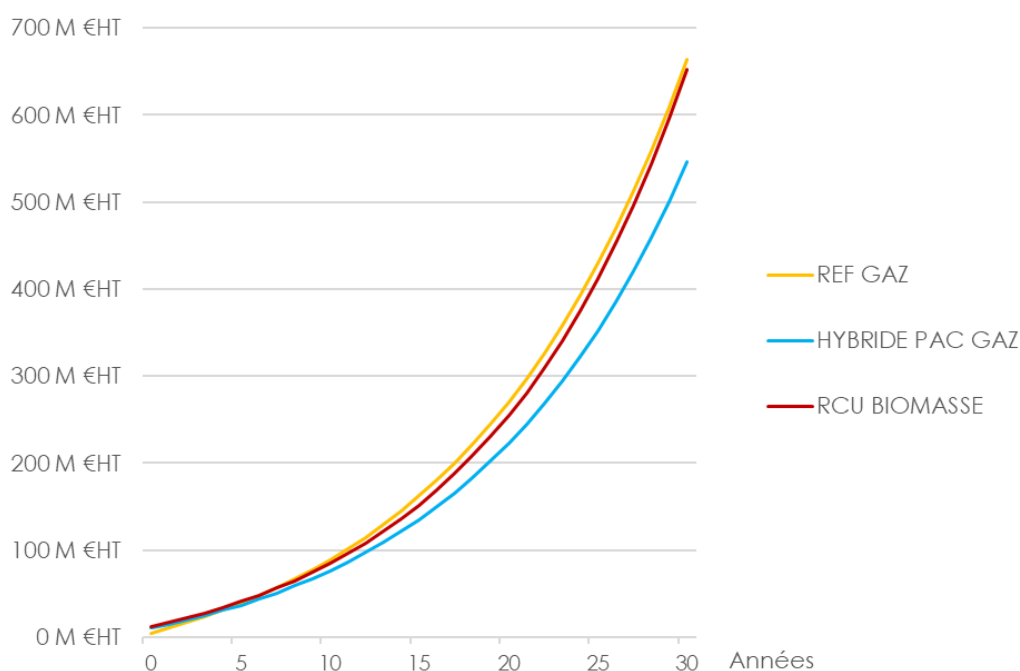


Figure 23 : Bilan économique des scénarios thermiques sur 30 ans intégrant l'investissement initial, les coûts de maintenance et l'achat d'énergie. Source : ALTO STEP

Conclusion économique

	REF GAZ	HYBRIDE	RCU
Investissement	4,8 M €HT	10,2 M €HT	15,6 M €HT
Aide Fond de Chaleur (30%)			3,5 M €HT
Exploitation : consommation énergie (gaz, bois, électricité) pour les besoins thermiques	5,8 M €HT	4,5 M €HT	6,6 M €HT
Entretien et maintenance (+10%/an)	0,3 M €HT	0,6 M €HT	1,1 M €HT
Amortissement		4 ans	7 ans

Tableau 25: Synthèse du bilan économique. SOURCE : ALTO STEP

Tous les résultats sont à prendre avec précaution et découlent des hypothèses économiques présentés dans le paragraphe 6. **Le bilan est extrêmement dépendant de la variabilité des cours des énergies. Il n'est pas possible, pour une étude aussi préliminaire, de proposer une estimation exploitable de la balance économique du projet.**

Cours gaz	+8%/an
Cours électricité	+9%/an
Cours Bois	+9%/an
Cours réseau de chaleur	+8%/an
Cours entretien et maintenance	+10%/an

Tableau 26 : Synthèse des hypothèses employées sur les cours énergétiques annuels

D'après ces résultats, le scénario hybride et réseau de chaleur seraient amortis en moins de 10 ans.

7.4 IMPACTS PROJET : PRÉCONISATIONS RELATIVES À LA MISE EN ŒUVRE DES SOLUTIONS D'APPROVISIONNEMENT

L'objet de cette section est de mettre en avant les impacts engendrés par ces scénarios d'approvisionnement énergétique. Cela concerne aussi bien l'impact sur le foncier des espaces publics du quartier que sur celui des bâtiments existants et projets immobiliers.

Surfaces de locaux techniques dans les bâtiments

Les solutions d'approvisionnement collectives (c'est le cas pour chacun des scénarios) impliquent des locaux techniques dédiés pour chaque bâtiment ainsi qu'un dimensionnement des gaines techniques en conséquence. De plus, si des Groupes d'Eau Glacée (pour du tertiaire par exemple) sont installés tout en reliant les bâtiments au réseau de chaleur urbain, la mutualisation du réseau de distribution interne (chaud et froid pour le bâtiment) risque de nécessiter une colonne pour connecter le réseau de chaleur aux GEG en toiture, ainsi que des dispositifs de *change-over*. En résumé, la connexion par le sous-sol du réseau de chaleur et via les toitures pour la climatisation peuvent générer des complications techniques.

Nuisances provoquées par les pompes à chaleur

Les pompes à chaleur (PAC et GEG dans le projet) sont des machines bruyantes (niveau sonore situé entre 45 et 65 dB selon les modèles), qui doivent avoir accès à l'air extérieur. Avec des performances dégradées installées en sous-sol, elles sont généralement intégrées en toitures. Des emplacements dédiés devront dans ce cas être anticipés. Les nuisances sonores risquent de se répercuter sur le confort des espaces extérieurs. Les nuisances sonores engendrées par les pompes à chaleur aérothermiques ne sont pas sans conséquences sur la biodiversité locale : le niveau sonore d'une PAC air/eau de 15kW est estimé à 68dB, ce qui correspond à une rue très animée.



Figure 24 : Pompe à chaleur Air/Eau en collectif en toiture. Source : CARRIER

Emissions locales de polluants par les chaufferies biomasse

Sur le plan des émissions locales de particules, les scénarios 3 et 4 sont concernés (rejets de polluants atmosphériques lors de la combustion biomasse). Parmi ces polluants, les plus remarquables sont : NO₂, HAP, PM 2.5/10, O₃, CO, CH₄.

Polluant	Impacts sur l'environnement	Impacts sur la santé
HAP	Contamination des eaux de surface Dépôts sur les graines, fruits et légumes, ensuite consommés ce qui engendre une bio-accumulation par la faune/flore et une intoxication	Toxicité variable : certains sont « CMR » (Cancérogènes, Mutagènes et Reprotoxiques). Le benzo(a)pyrène est l'un des HAP les plus toxiques, à cause de son caractère mutagène et très cancérigène.
NOx	Pluies acides Pollution photochimique Effet de serre	Gaz irritant au niveau des voies respiratoires
SOx	Pluies acides	Gaz irritant (appareil respiratoire, yeux, peau et muqueuses)
O ₃	Au niveau de la végétation : processus physiologiques des plantes perturbés Et des cultures agricoles : baisse des rendements	Gaz irritant au niveau des voies respiratoires ou oculaires.
PM 2.5 et 10	Pollution urbaine et salissure Accumulation sur les feuilles des végétaux qui détériore la photosynthèse	Effets négatifs au niveau cardiovasculaire et respiratoire Véhiculent des substances chimiques comme des métaux lourds ou dioxine
CO	Pollution photochimique Effet de serre	Gaz asphyxiant qui peut être mortel en moins d'1h : en France 5 000 intoxications et quelques centaines de décès par an
CH ₄	Effet de serre avec un potentiel de réchauffement 23 fois plus élevé que le CO ₂ Engendre la formation de molécules destructrices de la couche d'ozone	Non toxique (asphyxies à très haute concentration)

Tableau 27 : Impacts sur l'environnement et la santé des principaux polluants atmosphériques liés aux chaufferies biomasse, Source : ALTO STEP

Les chaufferies biomasse plus récentes possèdent des technologies de filtration plus performantes, qui permettent de réduire considérablement les émissions. Une étude menée par l'ADEME¹, qui recense les taux d'émissions de plusieurs chaufferies biomasse sur plusieurs années, indique :

- que le système de filtration permet de diminuer significativement certaines émissions de polluants selon la technologie,
- les multicyclones (filtre à action centrifuge contraignant les particules filtrées à tourner et à être précipitées contre la paroi du cylindre provoquant un tourbillon descendant jusqu'à la sortie d'évacuation) sont bien moins performants que des électrofiltres ou filtres à manches
- le contrôle de la combustion joue également un rôle dans la diminution de plusieurs polluants.

¹ https://bibliothèque.ademe.fr/ged/2152/rapport_final_public_ademe_2016_v_03_2018.pdf

Contributions des secteurs d'activité dans les émissions des polluants (en tonnes) sur le territoire (à droite) et sur le département (à gauche) en 2022

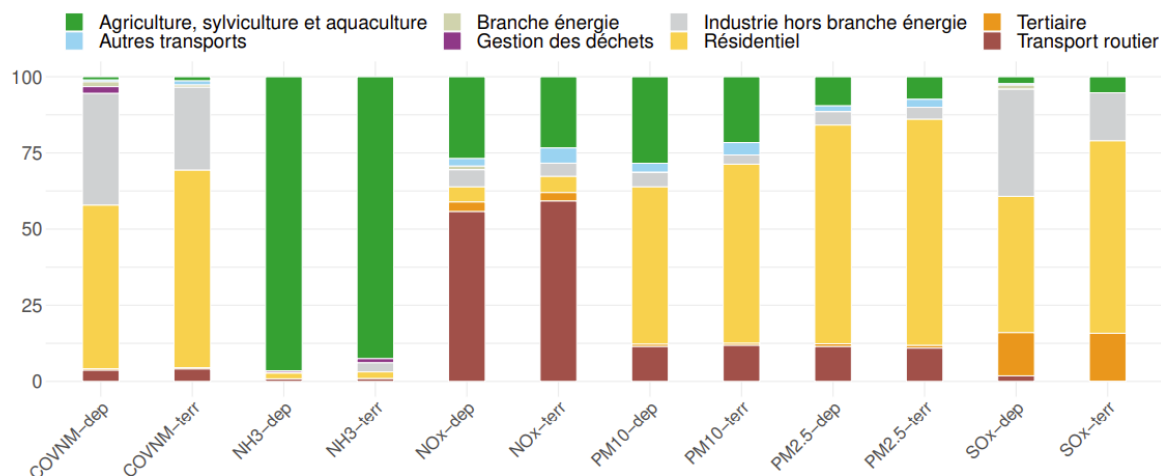


Figure 25 : Données issues de l'observatoire régional climat air énergie

Les données d'émissions montrent que le résidentiel est largement contributeur sur le plan des émissions de COV, PM10, PM2.5 et SOx.

Les nouveaux appareils de chauffage permettent de réduire par un facteur 25 à 400 les émissions de particules par rapport aux appareils à bûches traditionnels.

Gestion du réseau de chaleur

La réalisation d'un réseau de chaleur sur biomasse à l'échelle de la ZAC implique de prendre des dispositions anticipées et significatives pour permettre un fonctionnement efficace :

- Se rapprocher d'acteur.ices spécialisé.es au plus tôt pour discuter de la faisabilité technique.
- Anticiper le chemin de desserte, les rayons de giration et l'aire de retournement du/des camions de livraison.
- Définir un espace suffisamment large en amont pour positionner la chaufferie ainsi que l'espace de stockage.
- Les systèmes de traitement des fumées peuvent être pointus pour des chaufferies de cette échelle évitant ainsi les pollutions locales. En revanche, les systèmes de ventilations peuvent générer des nuisances sonores conséquentes à traiter avec des grilles de ventilation d'atténuations phoniques.
- S'intéresser au type de combustible (pellet, plaquettes, qualité du bois, humidité, provenance), qui aura une forte répercussion sur les volumes de stockage et d'approvisionnement.

Enfin le plus complexe pour le scénario réseau de chaleur restera son impact opérationnel. Choisir le bon montage et de gestion permettant une faisabilité économique.

MODE DE GESTION POSSIBLES

Maîtrise et gestion stratégique du service	La Collectivité, en tant qu'autorité organisatrice					Réseau privé	
Gestion opérationnelle du service	Régie internalisée	Régie externalisée (Marchés séparés)	Régie externalisée (Marché global)	DSP ex-affermage	DSP concession	AFUL/ASL/GIE Contrat privé	Réseau privé
Propriétaire des ouvrages	Collectivité	Collectivité	Collectivité	Collectivité	Collectivité	AFUL/ASL	Opérateur
Financement	Collectivité	Collectivité	Collectivité	Collectivité	Opérateur	Dépend du contrat	Opérateur
Conception	Collectivité + MOE	Collectivité + MOE	Prestataire	Collectivité + MOE	Opérateur	Dépend du contrat	Opérateur
Réalisation	MOE + Entreprises	MOE + Entreprises	Prestataire	MOE + Entreprises	Opérateur	Dépend du contrat	Opérateur
Commercialisation et gestion clientèle	Collectivité	Collectivité	Collectivité	Opérateur	Opérateur	Dépend du contrat	Opérateur
Exploitation (P1, P2, P3)	Collectivité	Fournisseurs + Exploitant	Prestataire	Opérateur	Opérateur	Dépend du contrat	Opérateur

L'Opérateur peut être :

- **Entièrement privé** : opérateur énergétique – Attente de rentabilité
- **Semi-public** : Société d'Economie Mixte (à Opération unique)
- **Entièrement public** : Société Publique Locale = SPL



Figure 26 : Montages possible pour le réseau de chaleur. SOURCE : Manergy

7.5 SYNTHESE

Scénarios thermiques

		Scénario 1 : GAZ	Scénario 2 : HYBRIDE PAC	Scénario 3 : RCU Biomasse
ECONOMIQUE	Investissement	Faible	Moyen X2 : Deux fois plus important que le scénario de référence	Elevé : Environ trois fois plus important que le scénario avec l'aide fond de chaleur incluse à 30%
	Exploitation	Elevé	Faible : car le moins consommateur en énergie finale grâce au rendement de la PAC.	Faible moyen (Proche du SC2) Le bois est moins cher que le gaz et que l'électricité. L'exploitation est plus élevée que le SC2 car ce scénario consomme plus d'énergie finale.
	Entretien et maintenance	Faible	Moyen	Elevé
	Bilan 30 ans – Amortissement	Scénario le plus coûteux à 30 ans	Faible. Au bout de 4 ans, ce scénario devient plus rentable que le SC GAZ	Moyen. Au bout de 7 ans, ce scénario devient plus rentable que le SC GAZ
ENVIRONNEMENT	Consommation finale	Moyen	Faible : -26% / au scénario de référence	Elevé : +12% / au scénario de référence
	Mobilisation des EnR	0%	Moyen 8%	99%
	Emissions GES	10,8 k Tonnes / an	Moyen 7,1 k Tonnes / an	2,7 k Tonnes / an (4 fois moins que le SC GAZ)
	Bilan Environnemental	Elevé	Moyen	Faible
PROJET	Emprise projet Urbain et bâti	Réseau de GAZ	Compétition toiture avec la végétalisation, le Photovoltaïque et la lumière zénithale	Chaudière biomasse + réseau de chaleur sous voiries et sous stations RCU dans chaque bâtiment
	Montage opérationnel et juridique	Pas d'impact	Pas d'impact	Gestion privée du réseau
	Impact planning	Pas d'impact	Pas d'impact	Impact phasage élevé
	Bilan Projet	Faible	Moyen	Elevé

Tableau 28 : Synthèse environnementale, économique et sur le projet pour l'ensemble des scénarios thermiques étudiés. SOURCE : ALTO STEP

Synthèse Scénarios Thermiques

Bien que demandant un investissement initial important, un montage impactant un planning déjà contraint, ainsi qu'une structuration de la filière bois-énergie, le scénario « réseau de chaleur » est préconisé. Il permet de mutualiser les équipements, de permettre aux entreprises émettrices de réinjecter leur chaleur fatale et de s'insérer dans une opération en cours mobilisant des acteurs spécialisés sur le site.

Le scénario « réseau de chaleur » est le moins émetteur de gaz à effet de serre (-24% par rapport au scénario gaz). C'est également le scénario présentant le meilleur taux d'EnR pour le chaud (99%).

Ce scénario pourrait être rentable en moins de 10 ans.

De plus, ce scénario permet de se libérer de la dépendance au réseau électrique et d'éviter des modifications de postes de puissance sur le site.

Pour rappel, la Bretagne est une région tout particulièrement sujette à une insécurité d'approvisionnement électrique sur l'année. C'est par ailleurs lors des pics critiques (pendant l'hiver), que les pompes à chaleur sont les plus sollicitées (chauffage, ECS, le tout avec des coefficients de performances dégradés à cause d'une température extérieure basse).

8 RESULTATS SCENARIOS ELECTRIQUES

Les scénarios électriques comparés sont rappelés ci-dessous.

SCENARIOS ELECTRIQUES

Les trois scénarios étudiés

SCENARIOS ELECTRIQUES	ELECTRICITE
Scénario EL 1 « REF Réseau »	Réseau électrique
Scénario EL 2 « PV 30 »	Photovoltaïque recouvrement de 30%
Scénario EL 3 « PV 50 »	Photovoltaïque recouvrement de 50%

8.1 BILAN DES CONSOMMATIONS

Consommation en énergie finale

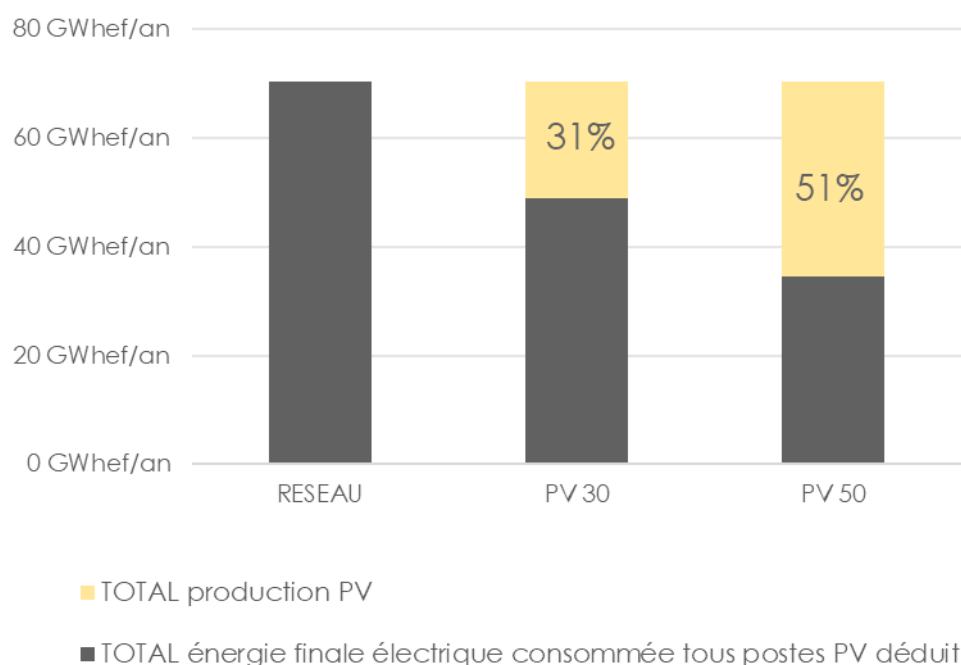


Figure 27 : Consommation finale électrique en déduisant la production électrique produite par les panneaux photovoltaïques. SOURCE : ALTO STEP

La part jaune représente la production annuelle photovoltaïque, que l'on peut déduire de manière conceptuelle à la consommation en énergie finale électrique annuelle.

Dans les faits, selon le schéma de production, ce sont généralement les achats d'électricité qui sont compensés par la revente de la production du site (revente partielle ou totale), plus que la consommation réelle (ce qui est le cas en autoconsommation).

Dans les deux cas la surface brute de toiture est de 341 600m². La surface utile est trouvée en multipliant la surface brute avec le taux de recouvrement (30% ou 50%).

Les trois scénarios couvrent les besoins électrique totaux de la ZAC estimés à 70GWh, ef / an. Le gain dans la consommation est proportionnel au taux de recouvrement. Ceci n'est pas toujours le cas. Cela signifie que si 50% des toitures sont recouvertes avec des panneaux, cela permettrait de produire la moitié de ce que la ZAC consomme en énergie électrique.

	PV 30	PV 50
Surface utile	102 480 m ²	170800 m ²
Puissance installable	18,4 MWc	30,7 MWc
Energie annuelle produite	21,5 GWh,ef / an	35,8 GWh,ef/an

Tableau 29 : Résultats de puissance et d'énergie produite par scénario. SOURCE : ALTO STEP

8.2 IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX

Mobilisation des énergies renouvelables

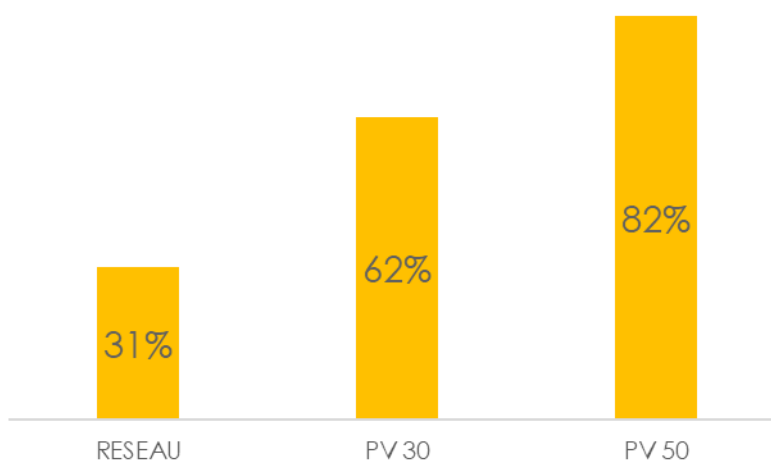


Figure 28 : Taux EnR électrique. SOURCE : ALTO STEP

L'annexe IV-1 de l'arrêté du 29 décembre 2014 ne définit pas le taux EnR électrique. La figure 26 illustre des taux fictifs correspondant à la somme du taux EnR du réseau électrique français (31%) et du gain énergétique présenté à la figure 28.

Émissions carbone

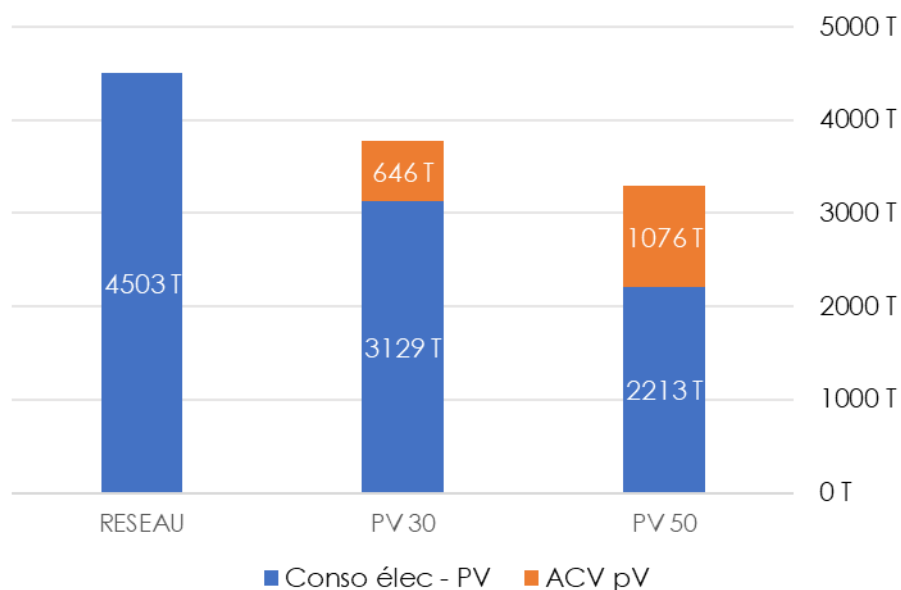


Figure 29 : Emission de GES annuelles selon les scénarios en Tonnes de CO₂, équivalente par an. Source : ALTO STEP

La figure 29 illustre le poids important du cycle de vie des panneaux solaires et notamment de leur production dans le total des émissions de gaz à effet de serre. Les émissions de GES sont assez faibles avec le réseau électrique français grâce au nucléaire. La part de l'ACV est donc plus visible car les valeurs absolues sont faibles. Pour rappel, les scénarios thermiques émettent le double de ces émissions : 10 Tonnes/an (scénario gaz) contre 4,5 Tonnes ici. Cela correspond à la moitié de l'empreinte carbone d'un français.

8.3 IMPACTS ECONOMIQUES

Investissement

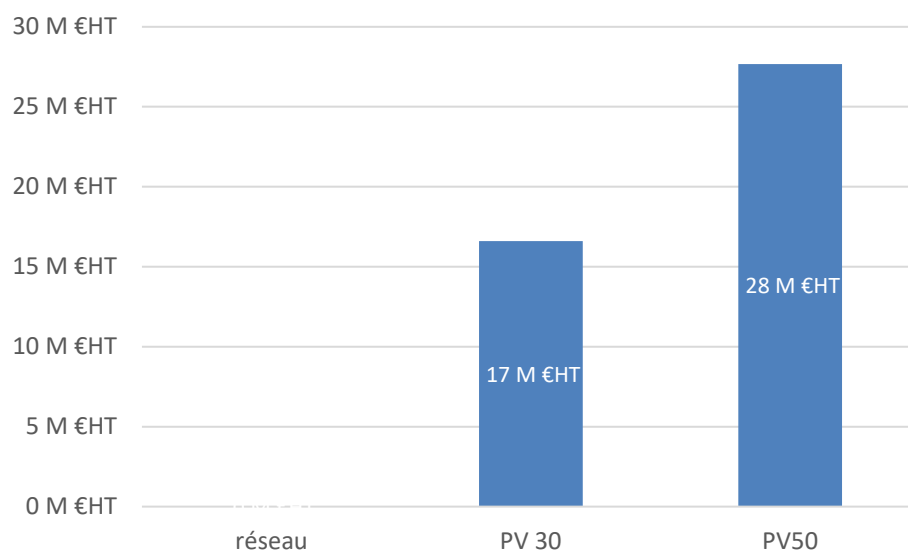


Figure 30 : Investissements initiaux sur l'ensemble de la ZAC. SOURCE : ALTO STEP

Coûts annuels d'exploitation et maintenance

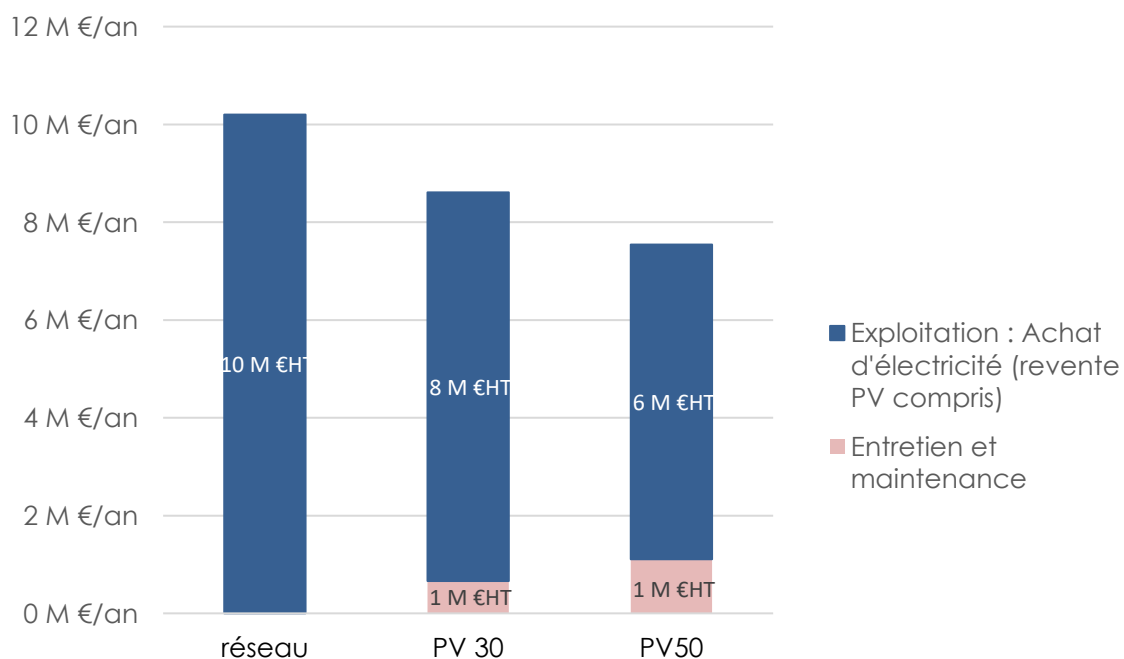


Figure 31 : Coût de maintenance annuelle et coût d'exploitation. SOURCE : ALTO STEP

L'exploitation correspond à la différence de l'achat d'électricité pour couvrir les besoins électriques annuels de la ZAC (70 GWh/an) et de l'électricité revendue. Pour rappel, le tarif de vente est plus faible que le tarif d'achat. Cela signifie qu'il serait plus judicieux d'autoconsommer et de vendre le surplus au réseau plutôt que de vendre l'électricité au total.

Avec une vente en totalité comme présentée dans la figure 31, le scénario PV30 permet de revendre 2 M € HT d'électricité au réseau (soit 20% de celle consommée) et le scénario PV50

permet d'en revendre 4 M€ HT (soit 40% de celle consommée).

Avec une autoconsommation, les économies seraient proportionnelles à celle des gains énergétiques illustrés en figure 27, c'est-à-dire 31% (resp. 51%) pour PV30 (resp. PV50).

Enfin l'entretien et la maintenance, qui consiste majoritairement à entretenir les tuyauteries des panneaux on un impact relativement faible sur le coût annuel d'exploitation des panneaux.

Bilan économique sur 30 ans

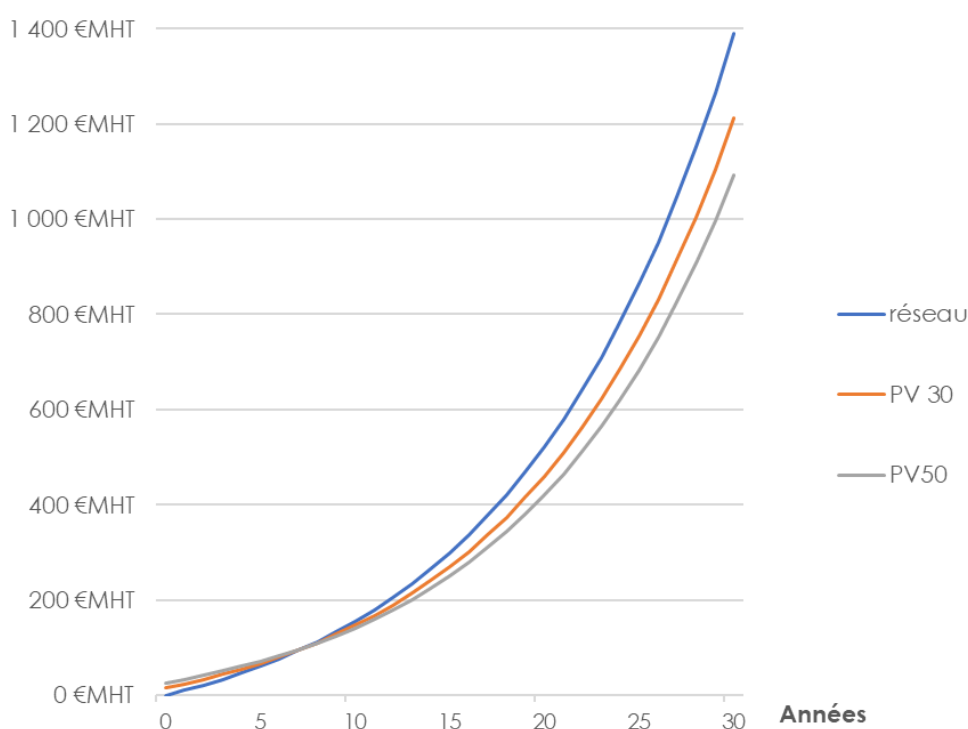


Figure 32 : Bilan économique des scénarios sur 30 ans intégrant l'investissement initial, les coûts de maintenance et l'achat d'énergie. Source : ALTO STEP

Le temps de retour sur investissement des panneaux solaires se situe entre 10 et 20 ans, tandis que leur durée de vie est aujourd'hui estimée entre 25 et 35 ans. D'après nos hypothèses, le **temps de retour pour les deux scénarios est estimé à 8 ans**, ce qui démontre que le projet aurait un intérêt économique assez rapidement.

Conclusion économique

	PV 30	PV 50
Investissement	16 M €HT	28 M €HT
Prime intégration paysagère	1,5 M €HT	1,9 M €HT

Exploitation : consommation électrique (+9%/an)	7,9 M €HT	6,4 M €HT
Entretien et maintenance (+10%/an)	0,6 M €HT	1,1 M €HT
Amortissement	8 ans	8 ans

Tableau 30 : Synthèse du bilan économique. SOURCE : ALTO STEP

L'investissement est proportionnel au nombre de panneaux à installer.

8.4 IMPACTS PROJET : PRÉCONISATIONS RELATIVES À LA MISE EN ŒUVRE DES SOLUTIONS D'APPROVISIONNEMENT

Emprise des toitures

Les nouvelles toitures des entreprises du site industriel seront fortement mobilisées. Pour rappel, le CPAUPE prescrit des toitures actives (végétalisation ou solarisation) à 100%. Celles-ci devront également accueillir les équipements tels que les groupes d'eau glacées, de végétalisation pour infiltrer les pluies ou encore d'ouvertures zénithales comme des SHEDS.

Ajouter à cela des panneaux photovoltaïques peut s'avérer complexe en termes d'emprise. Cependant, l'entreprise s'implantant actuellement sur le lot 1B-2 a réussi à atteindre les 50% de recouvrement avec du photovoltaïque.

Assurances

L'assurance Tous Risques Chantier dite TRC couvre les dommages matériels touchant l'installation PV qui pourraient intervenir sur le chantier (incident, vol...) et ce, pendant toute sa durée. Elle n'est pas obligatoire mais présente l'avantage d'une indemnisation sans recherche préalable des responsabilités et permet de reprendre les travaux dans les plus brefs délais. Elle est valable de l'ouverture du chantier jusqu'à la réception de l'ouvrage, et peut être souscrite conjointement par le maître d'ouvrage et l'entreprise en charge des travaux ou le maître d'œuvre. (source : photovoltaïque.info)

En tant que producteur photovoltaïque, l'entreprise devra contracter de manière obligatoire une **assurance responsabilité civile** pour l'activité de production d'électricité et le risque électrique qu'elle représente vis-à-vis des intervenants potentiels sur le réseau public.

Par ailleurs, vous pourrez souscrire de façon optionnelle à une **assurance dommages aux biens** et à une **assurance pertes d'exploitation**. Le seul risque identifié par le gestionnaire de réseau est l'électrification d'une personne suite au non-fonctionnement de la protection de découplage de l'onduleur qui permettrait à l'installation photovoltaïque de maintenir le réseau sous tension alors qu'il devrait être coupé (c'est ce que l'on appelle l'îlotage).

Le risque est très faible et aucun incident de la sorte n'a jamais été recensé dans le monde

En termes de montant d'indemnisation, **EDF indiquait que l'assurance responsabilité civile devrait pouvoir couvrir les dommages corporels, matériels et immatériels consécutifs à hauteur de 1,5 M€ par sinistre**. Ce chiffre correspond au risque maximum identifié et expliqué plus haut, à savoir la mort d'une personne électrocutée. Aucune limite annuelle de la garantie n'est suggérée par EDF et votre assureur peut la fixer librement par lui-même (par exemple : 1,5 M€ par sinistre dans la limite de 5 M€ par an).

Malgré cela, les assureurs restent frileux. En effet dans le passé, les installations n'étaient pas en surimposition et pouvaient substituer la couverture créant alors des problématiques d'étanchéité ou électriques. Aujourd'hui 95% des installations sont en surimposition et ne rencontre que très peu de risques.

La loi prévoit aujourd'hui à son article 110 que, dans les trois mois à compter de sa promulgation, le Gouvernement remette un rapport au Parlement sur le sujet. Un travail aurait dû être engagé l'éventualité de la mise en place d'une assurance d'Etat pour en couvrir le besoin. Aucun travail n'a été produit.

Cependant en parallèle, le gouvernement remet un paragraphe spécifique à ce point à la page 102 de l'annexe 3 du [rapport sur l'assurabilité des risques climatiques](#). Les points notables sont :

- « D'après le Groupement des Métiers du Photovoltaïques de la Fédération Française du Bâtiment, les industriels faisant l'effort d'obtenir une ATec se différencient des autres fabricants qui réalisent des ETN, car cela favorise grandement l'assurabilité de leurs systèmes. »

• « Il existe une solution de recours en cas de refus d'un assureur de fournir une assurance décennale. Conformément à l'article L. 243-4 du code des assurances, le constructeur peut saisir le Bureau central de tarification (BCT). Celui-ci aura alors pour rôle de fixer le montant de la prime moyennant laquelle l'entreprise d'assurance sera tenue de garantir le risque. D'après Hespul, les installateurs ont également des difficultés à trouver des assureurs en RC et en assurance multirisque, notamment lorsqu'il s'agit d'une location de toiture (passage par un tiers). 103 Enfin, la nature de l'industrie peut augmenter cette difficulté à s'assurer : les scieries, industries textiles et déchets qui souhaitent installer des panneaux peuvent éprouver des difficultés à s'assurer ».

Les retours d'expériences des lots en conception (comme 1B-2) seront précieux pour lever les freins assurantiels.

En synthèse, il faudra alerter les futurs preneurs sur les prescriptions juridiques à prendre :

- Se rapprocher d'un juriste compétent sur le sujet,
- Obtenir une ATec,
- Ne pas passer par un montage en tiers (investisseurs, c'est-à-dire de préconiser à l'entreprise d'être propriétaire et gestionnaire de sa toiture.
- Alerter les entreprises de textiles, déchets et les scieries sur les potentielles difficultés à s'assurer.

8.5 SYNTHÈSE

		Scénario 1 : RESEAU	Scénario 2 : PV 30%	Scénario 3 : PV 50%
ECONOMIQUE	Investissement		Moyen +15M€ HT / SC1	Elevé : +25M€ HT / SC1 Proportionnel au nombre de panneaux (66% plus élevé que SC2)
	Exploitation	Elevé	Moyen : 30% n'est pas acheté car produit par la ZAC	Faible : 50% n'est pas acheté car produit par la ZAC
	Entretien et maintenance		Moyen	Elevé
	Bilan 30 ans – Amortissement	A terme, l'exploitation étant majoritaire, ce scénario est le plus coûteux	Faible. Au bout de 8 ans, ce scénario devient plus rentable que le SC1	Faible. Au bout de 8 ans, ce scénario devient plus rentable que le SC1
ENVIRONNEMENT	Consommation finale	Elevé	Moyen : 30% est produit par la ZAC	Faible 50 % est produit par la ZAC
	Mobilisation des EnR	31%	62%	82%
	Emissions GES	4.5 Tonnes / an	-15% / SC1	-27% / SC1
	Bilan Environnemental	Le plus élevé (en relatif)	Moyen	Faible
PROJET	Emprise projet Urbain et bâti	Dépendance au réseau risque de coupures		Compétition toiture avec la végétalisation, les équipements et la lumière zénithale
	Montage opérationnel et juridique	Pas d'impact	Complexité assurantielle	Complexité assurantielle
	Impact planning	Pas d'impact	Impact conception et travaux au lot	Impact conception et travaux au lot
	Bilan Projet	Faible	Moyen	Elevé

Tableau 31 : Synthèse environnementale, économique et sur le projet pour l'ensemble des scénarios électriques étudiés. SOURCE : ALTO STEP

Synthèse :

L'installation de panneaux photovoltaïques sur les toitures des entreprises industrielles représente une opportunité majeure pour démontrer l'excellence du projet en matière de transition énergétique. Bien que la fabrication des panneaux, principalement réalisée en Chine, engendre des émissions de gaz à effet de serre (GES), **le temps de retour énergétique est estimé à environ 1,5 an**. Ainsi, sur le long terme, l'installation de panneaux photovoltaïques permet de réduire les émissions globales de GES.

Le secteur du photovoltaïque connaît une croissance soutenue, ce qui contribue à la baisse des coûts de production et à l'amélioration des rendements. Aujourd'hui, une installation photovoltaïque devient **rentable après environ 10 ans**, comme l'indique l'étude économique.

Le déploiement de cette technologie permet également à la ZAC de réduire sa dépendance au réseau électrique, favorisant ainsi son autonomie énergétique.

Cependant, l'occupation des **toitures** sera soumise à une **compétition entre plusieurs usages** : végétalisation, apport de lumière zénithale et installation d'équipements. Malgré ces contraintes, nous encourageons vivement l'intégration d'une couverture de toiture à hauteur de **50%**, tout en veillant à respecter les **prescriptions liées aux aspects assurantiels** dans le cahier des charges des opérateurs (CPAUPÉ).

9 RESULTATS SECTEUR ELARGI

9.1 OBJET ET PÉRMETRE ELARGI

Afin d'avoir une vision d'ensemble, la présente étude vise également à envisager la mutualisation des systèmes de production à une échelle plus large, nommée 'secteur élargi'.

En effet, dans un rayon de 2km, se situe un parc des expositions, l'aéroport de Rennes St-Jacques, ainsi que le quartier résidentiel de Saint-Jacques de la Landes.



Figure 33 : Périmètre du secteur élargi étudié. SOURCE : Google maps et ALTOS TEP

9.2 LES BESOINS ESTIMES

Pour l'aéroport de Rennes, une étude d'Artelia, « Assistance à maîtrise d'ouvrage juridique, financière et technique pour la réalisation du schéma stratégique de développement photovoltaïque des 4 aéroports bretons de la Région Bretagne, Janvier 2025 » estime la consommation annuelle électrique à 1 200 MWh/an et une base de consommation en puissance de 140 kW.

Pour la consommation liée à l'usage thermique on considère que celle-ci représente 40% des besoins totaux de l'aéroport (ratio issu du secteur de l'activité).

Pour les besoins thermiques du quartier Saint-Jacques et du Parc d'exposition, ceux-ci sont issus du site « www.france-chaueur-urbaine.gouv.fr » qui donne les consommations de chaleur par bâtiment. La somme permet d'approximer avec précision les besoins de chaud finaux. On estime que les besoins électriques représentent 60% des besoins totaux.

Ordre de grandeur Consommation – Secteur Elargi 2030	Electrique	Thermique - Chaud
La Janais	70 GWh / an	45 GWh / an
Aéroport 150 Ha	2 GWh / an*	1,3 GWh / an
Quartier St Jacques (Théâtre, parking relais, école primaire, météo France, site transports, logements co et individuels)	12 GWh / an	8 GWh / an **
Parc des expositions (+hôtel)	1,1 GWh / an	0,74 GWh / an**
TOTAL	85 GWh / an	55 GWh / an

Tableau 32 : Besoins électriques et de chaleur en GWh,ef/an pour le secteur élargi. SOURCE : Divers et ALTO STEP

Le tableau 32 reprend l'ensemble des besoins électriques et de chaleur sur le périmètre élargi et en fait la somme.

La consommation d'énergie finale électrique estimée est de **85 GWh,ef/an** et thermique (chauffage et procédés industriels) est de **55 GWh,ef/an**. En termes de consommation électrique, la Janais consomme 82% du secteur élargi. Le secteur élargi représente plus de la moitié de la consommation de Chartres Bretagne.

L'étude du schéma stratégique de développement photovoltaïque pour l'aéroport de Rennes estime à 49 GWh / an la consommation totale du secteur élargi (périmètre de 2km autour de l'aéroport). C'est deux fois moins que l'estimation présente (ALTO STEP). Nous pensons que le secteur industriel de la Janais est sous-évalué.

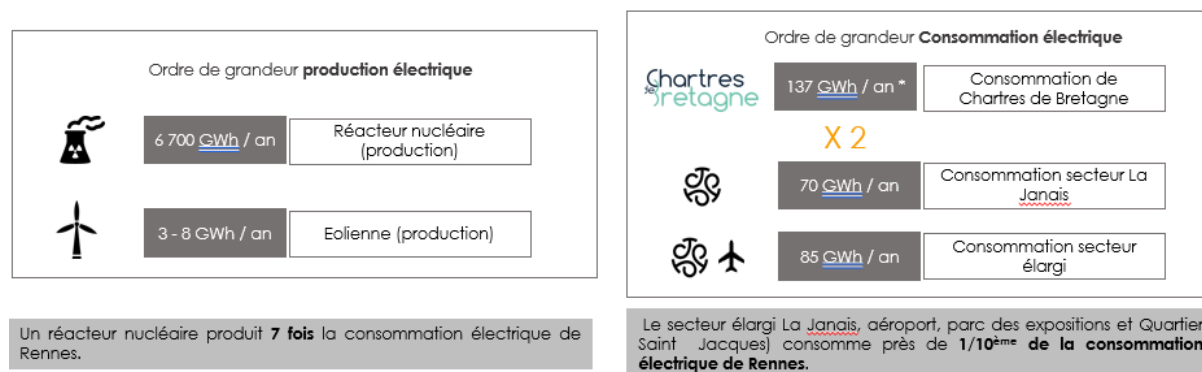


Figure 34 : Ordres de grandeur de productions et consommations électriques.

9.3 PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE MUTUALISE

Le paragraphe 8.9 détaille la puissance et l'énergie électrique pouvant être produite par l'installation de panneaux photovoltaïque sur la ZAC de la Janais dans le scénario PV30% et PV50%.

Concernant l'aéroport, l'étude d'Artelia nous renseigne sur la capacité productrice de l'aéroport. Deux scénarios, un bas et un haut sont émis. Dans le scénario bas (resp. haut), l'aéroport peut produire 17.8 GWh,ef/an (resp. 43,6 GWh,ef/an) grâce au photovoltaïque.

Pour le parc d'exposition, et le Quartier St-Jacques, la surface brute de toiture mobilisable est calculée sur le site franche-chaleur urbaine. Ce site fournit les toitures (friches ou parkings) actuelles en capacité de recevoir des panneaux solaires. Nous estimons cette surface brute à **150 000 m²**.

Enfin pour dimensionner la puissance crête installable on utilise la méthode utilisée au paragraphe 6.2 en utilisant des hypothèses différentes. La densité du panneau est estimée 80 Wc/m² (hypothèse plus faible à cause de l'installation sur ombrière qui dégrade ce rendement

surfacique). Le taux de recouvrement est estimé à **80%** (surface utile plus importante). Le productible annuel employé est toujours de kWh_eF/an/kW_c.

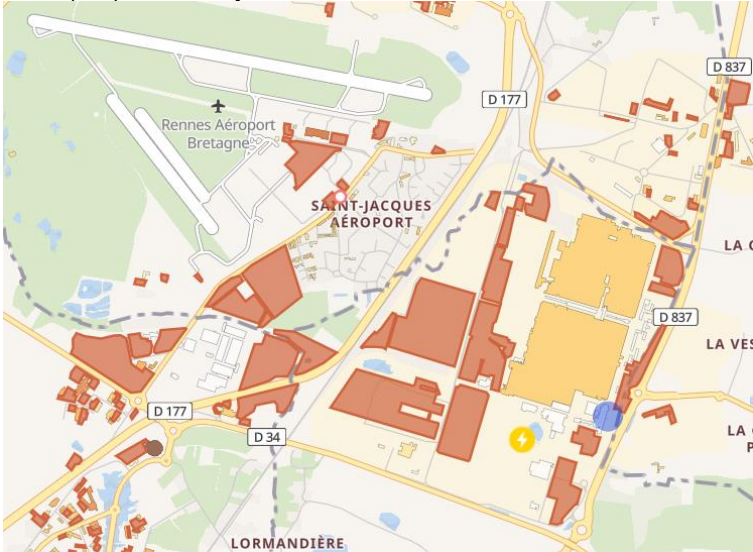


Figure 35 : Friches et Parkings exploitables pour installer du photovoltaïque sur le secteur élargi. *SOURCE : Franche Chaleur Urbaine, CEREMA.*

Dans le scénario optimal PV 50%, la ZAC est capable de produire 50% de ce qu'elle consomme. L'objectif de l'étude sur le secteur élargi est de conclure sur l'autosuffisance théorie du secteur. Cela signifierait un montage en autoconsommation collective où l'ensemble des toitures du secteur élargi seraient productrices et l'électricité directement consommée sur le secteur. Ce montage est purement juridique puisque techniquement les électrons circuleront sur le réseau électrique au plus proche.

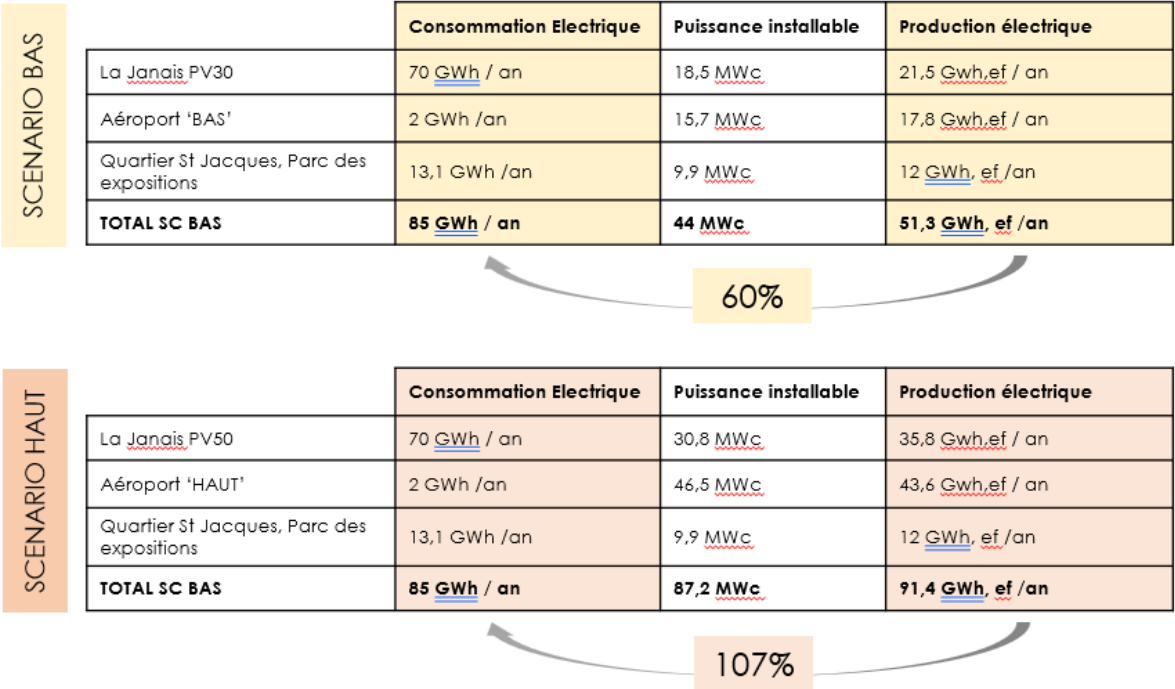


Figure 36 : Consommations et productions électriques annuelles estimée sur le secteur élargi. *SOURCE : ALTO STEP*

La figure 36 illustre que théoriquement, dans le cas d'un scénario haut, le secteur élargi pourrait être autonome en énergie électrique, c'est-à-dire produire autant que ce qu'il consomme. Cela s'explique grâce à l'aéroport. Celui-ci consommateur de 2 GWh/an aurait la capacité

de produire 43,6 GWh_{ef} / an soit plus de 20 fois plus. Cette électricité produite en surplus serait réinjectée sur le réseau pour être consommée par la ZAC de la JANAI. Le quartier St Jacques et le Parc des expositions présentent une production théorique proche de leur consommation. Cela signifie qu'il **n'y aurait pas d'intérêt à les inclure dans un périmètre d'autoconsommation collective à cette échelle**. Le quartier Saint Jacques et Parc des expositions pourraient être autonomes.

Le montage d'autoconsommation collective est toutefois complexe opérationnellement, notamment du point de vue juridique avec deux entités distinctes. Théoriquement le secteur peut y prétendre car les deux acteurs producteurs/consommateurs se trouvent dans un rayon de 2km.

Synthèse :

Pour le photovoltaïque, il est conseillé de déployer une boucle d'autoconsommation collective avec l'aéroport, sans inclure le quartier St-Jacques et le parc des expositions dans le cas d'un scénario haut (maximal pour l'aéroport et PV 50 pour la ZAC).

9.4 RESEAU DE CHALEUR ELARGI

Un réseau de chaleur élargi est envisagé sur ce secteur. Les longueurs et les passages sont estimés sur Géoportail. La route départementale et la voie ferrée qui sépare la ZAC de la Janais au quartier St Jacques, à l'aéroport et au parc des expositions, complexifie grandement le passage de réseau de chaleur et la longueur à déployer.

Ordre de grandeur Consommation – Secteur Elargi 2030	Thermique – CHAUD	Longueur
La Janais	45 GWh / an	4,7 km
Parc des expositions (+hôtel)	0,74 GWh / an**	1,7 km : passage depuis Bois noir par le sud
Aéroport 150 Ha	1 GWh / an	> 2 km : passage Nord sous RD et voie ferrée
Quartier St Jacques (Théâtre, parking relais, école primaire, météo France, site transports, logements co et individuels)	8 GWh / an **	> 4 km : à déployer sur tout le quartier. Passage par le Nord
TOTAL	55 GWh / an	12,4 km

4,4 MWh_{eu}/ml/an

Densité énergétique pour le secteur élargi

9,5 MWh_{eu}/ml/an

Densité énergétique pour la Janais

*Seuil minimal Fond Chaleur ADEME : 1,5 MWh_{eu}/ml/an
Moyenne Réseaux de Chaleur en France : 8 MWh_{eu}/ml/an

Figure 37 : Besoins thermiques en chaud sur le secteur élargi et longueur estimée du réseau de chaleur. SOURCE : ALTO STEP

D'après ces hypothèses, la densité énergétique pressenti du réseau de chaleur élargi serait de 4,4 MWh_{eu}/ml.an soit près de la moitié de la densité pressenti sur la ZAC de la Janais. Bien que cette densité soit supérieure à celle d'éligibilité de l'aide fond de chaleur, celle-ci reste inférieur aux moyennes françaises.

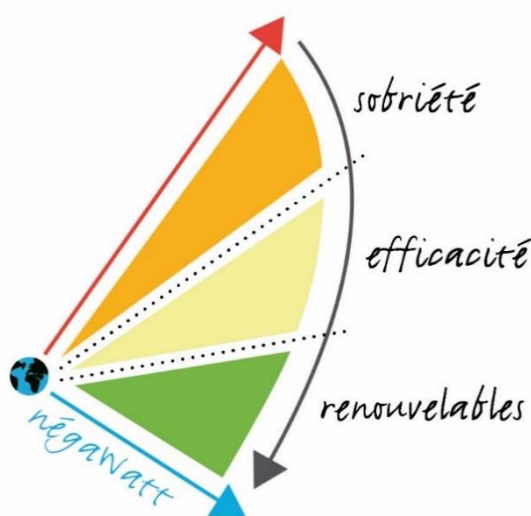
La complexité du montage et la rentabilité, à priori peu favorable, invite à ne pas s'investir davantage sur cette solution à cette échelle mutualisée.

Synthèse :

Il est déconseillé de porter un montage de réseau de chaleur sur le secteur élargi.

10 PRESCRIPTIONS – AMÉNAGEMENT

Les encadrés récapitulent les démarches à mener côté maîtrise d'ouvrage.



©Association négaWatt - www.negawatt.org

Les énergies renouvelables n'interviennent qu'après avoir réduit au maximum les consommations et après avoir trouvé les équipements les plus efficaces et performants.

10.1 PHOTOVOLTAÏQUE : QUELLE ECHELLE ET MONTAGE ?

L'étude montre l'impact positif d'une installation photovoltaïque conséquente, sur le plan des émissions de gaz à effet de serre, la résilience et le taux EnR. L'augmentation du coût de l'électricité et la démocratisation du panneau photovoltaïque renforce la pérennité économique de l'installation.

Plusieurs montages juridiques à différente échelle peuvent être mis en place sur la ZAC de la Janais.

Secteur élargi et boucle d'autoconsommation collective

A l'échelle élargie, nous préconisons un montage en autoconsommation collective incluant l'aéroport et la ZAC de la JANAIS. Cette solution est préconisée dans le cas où l'aéroport mobiliserait un grand nombre de toitures (voir étude d'Artelia) et que la plupart des toitures de la JANAIS recouvre 50% de leur toiture par des panneaux.

Secteur ZAC et boucle d'autoconsommation collective

Les lots deviennent des entités de production et de consommation qui s'échangent de l'électricité en fonction de l'offre et de la demande. Ce montage n'a pas de réalité physique mais permet juridiquement d'identifier la ZAC comme une structure commune et unique.

Des montages financiers collectifs permettent de faire prendre part les citoyens à l'investissement et au projet à long terme, louer les toitures pour de la production d'électricité locale ou développer la résilience du territoire en autoconsommant à l'échelle de la ZAC par exemple. C'est le cas des centrales villageoises.

Pour concrétiser cette ambition, il est nécessaire de se rapprocher au plus tôt de :

- **Structures d'accompagnement aux démarches de projets d'énergie collectifs (ex : SEM Energ'IV)**
- **Associations déjà existantes de projets d'énergie collectifs (localement : CIREN, AcYléole, Centrales Villageoises de Soleil Sur Vilaine)**

Ce montage peut cependant poser problèmes vis-à-vis de l'assurabilité du projet. La page 102 de l'annexe 3 du [rapport sur l'assurabilité des risques climatiques](#) préconise aux opérateurs d'être propriétaire et gestionnaire de leur toiture, ce qui n'est pas compatible avec une gestion et exploitation par un tiers investisseurs.

Secteur ZAC et autoconsommation individuelle avec vente du surplus

Les entreprises consomment directement ce qu'elles produisent. Ce qui est produit et non consommé est réinjecté au réseau. Ce montage est pertinent du point de vue technique car les consommations industrielles sont journalières tout comme le serait la production. Du point de vue économique, ce montage est également préférable à celui de la vente en totalité. En effet les tarifs d'achat d'électricité sont souvent moins chers que ceux de vente. Dans ce cas de figure, recouvrir 50% de la toiture par des panneaux photovoltaïques permettrait de faire des économies annuelles de 50% sur l'achat d'électricité.

En premier lieu, il faudrait envisager la solution mutualisée avec l'aéroport sous un montage d'autoconsommation collective. Dans l'hypothèse d'un scénario « haut », dans lequel le maximum de toitures sont recouvertes par du photovoltaïque, cette solution permettrait au système aéroport-ZAC d'être autosuffisant en électricité. Ce montage pourrait permettre un investissement extérieur réalisé par exemple par une initiative citoyenne.

Cependant, ce montage peut être très complexe en termes de phasage, d'assurance et du nombre d'acteurs à mobiliser.

Si cette solution n'est pas retenue, il est alors préférable que chaque entreprise exploite sa toiture de façon autonome en autoconsommant sa production d'électricité. Le surplus non consommé serait revendu au réseau.

10.2 ANTICIPER UN POTENTIEL RESEAU DE CHALEUR

La répartition de la densité et de la programmation génère une forte opportunité de réseau de chaleur au niveau des lots (densité énergétique très intéressante – 9.5 Mwheu/ml/an, éligible au Fond Chaleur de l'ADEME). Sur une base chaufferie biomasse, c'est le moyen de mutualiser la production de chaleur (nombreux avantages en exploitation) avec un taux EnR très avantageux (respect des objectifs réglementaires et du référentiel EBC en socle performance) à partir d'une ressource locale (bois régional, filière présente). C'est un surinvestissement à prendre en compte par rapport aux solutions grand public standardisées (pompes à chaleur), mais cette somme est répartie entre les acteurs du réseau suivant le montage choisi, et la balance économique s'équilibre sur une vingtaine d'années.

L'autre intérêt du réseau de chaleur mutualisé à l'échelle de la ZAC est de permettre aux entreprises émettrices de réinjecter leur chaleur fatale sur le réseau. A priori le lot 1B-2 serait intéressé.

Une étude de faisabilité sur la création d'un réseau de chaleur doit être initiée au plus tôt, pour confirmer cette opportunité. Ces études sont subventionnées en partie par l'ADEME. Il est recommandé de se rapprocher d'ENGIE solutions, gestionnaire du réseau de chaleur de Stellantis afin d'envisager une mutualisation du réseau et de réaliser une étude de faisabilité plus détaillée.

La ressource biomasse est disponible localement. En réseau de chaleur, en chaufferie au lot ou au bâtiment, l'étude montre qu'elle permet d'obtenir un taux EnR élevé (99%) à partir d'un combustible local. Elle satisfait les besoins en chauffage et en chaleur pour les procédés industriels. La chaufferie de 18MW serait constituée d'une chaufferie de 11MW biomasse et d'une chaufferie d'appoint au gaz de 7MW. Le bâtiment devrait avoir une superficie d'environ 700m².

L'étude montre que le scénario réseau de chaleur à majorité biomasse est le moins émissif en gaz à effet de serre, avec le meilleur taux EnR. Les coûts à l'investissement sont plus élevés que pour les pompes à chaleur aérothermiques, mais les projections sur 20 ans montrent que la balance totale s'équilibre. Ce mode de production ne dépend pas du réseau électrique français : il ne contribue pas à vulnérabiliser l'approvisionnement électrique du territoire.

Le bâtiment chaufferie (environ 700m²) doit être dès aujourd'hui intégré dans la conception, au moins en option (prise en compte du chemin d'approvisionnement et de la proximité au linéaire primaire).

Les fiches de lot doivent prendre en compte les opportunités de chaufferie biomasse (densité, voie de desserte, typologie) pour développer au maximum la solution bois sur les ZAC, et la conception doit s'y intéresser dès la phase esquisse. Même avec un développement ambitieux du photovoltaïque, les objectifs du PCAET, et du référentiel EBC (même en socle commun) ne seront pas respectés sans mode de production thermique à haut taux renouvelable.

Afin de prétendre à l'aide à l'investissement Fond de chaleur de l'ADEME, il est préconisé de réaliser deux tranches distinctes pour la ZAC. La première pourrait alimenter en priorité les secteurs secteur 1B et Ferrage.

11 PRESCRIPTIONS – BÂTIMENTS

Les présentes prescriptions sont issues des résultats de la présente étude de faisabilité d'approvisionnement en énergie renouvelable sur la ZAC de la JANAIS. Ces prescriptions portent sur les bâtiments tertiaires (bureaux et services) et sur les bâtiments d'activités industriels.

En cohérence avec le référentiel Energie Bas Carbone fourni aux futurs opérateurs, les prescriptions de l'étude ENR se déclineront selon les exigences niveau socle et performant.

Prescriptions pour les bureaux et les services

Prescriptions :

Recouvrir **30% (resp. 50%)** de la toiture avec des panneaux photovoltaïque pour le niveau socle (resp. Performant) en privilégiant un montage de vente du surplus sans tiers investisseur.

Recommandations :

Pour le froid, les systèmes passifs sont à privilégier. Les fluides frigorigènes utilisés dans les VRV ou GEC, recommandés afin de respecter le référentiel EBC sont le R32 pour les systèmes à scrolls et HFO pour ceux à vis.

Pour l'assurance de la toiture en photovoltaïque :

- Se rapprocher d'un juriste compétent sur le sujet ;
- Obtenir une ATec ;
- Ne pas passer par un montage en tiers (investisseurs, c'est-à-dire de préconiser à l'entreprise d'être propriétaire et gestionnaire de sa toiture ;
- Alerter les entreprises de textiles, déchets et les scieries sur les potentiels difficultés à s'assurer.

Prescriptions pour les industries

Prescriptions :

Recouvrir **30% (resp. 50%)** de la toiture avec des panneaux photovoltaïque pour le niveau socle (resp. Performant) en privilégiant un montage de vente du surplus sans tiers investisseur.

Recommandations :

Pour le froid, les systèmes de Free-cooling, Rafrachissement adiabatique des CTA ou autres systèmes de récupération et d'optimisation sont à privilégier. Les fluides frigorigènes utilisés dans les VRV ou GEC, recommandés afin de respecter le référentiel EBC sont le R32 pour les systèmes à scrolls et HFO pour ceux à vis.

Pour le chaud, privilégier l'optimisation et la récupération d'énergie via des systèmes de récupération de chaleur sur les groupes froids, sur les compresseurs d'air comprimé ou autres.

La loi BACS (Building Automation and Control Systems) impose depuis le 1^{er} janvier 2025, à tous les bâtiments non résidentiels, qu'ils soient neufs ou existants, équipés de systèmes énergétiques de puissance supérieure à 290 kW, d'être équipés de ces systèmes avancés d'automatisation et de contrôle, optimisant ainsi les économies d'énergies.

L'adoption de stratégies de maintenance prédictive, l'intégration de l'IA et de l'IoT, et la transition vers des processus éco-responsables sont souhaités afin d'optimiser les processus de production industriel.

Pour l'assurance de la toiture en photovoltaïque :

- Se rapprocher d'un juriste compétent sur le sujet,
- Obtenir une ATec,
- Ne pas passer par un montage en tiers (investisseurs, c'est-à-dire de préconiser à l'entreprise d'être propriétaire et gestionnaire de sa toiture.
- Alerter les entreprises de textiles, déchets et les scieries sur les potentiels difficultés à s'assurer.