



**BROCÉLIANDE
ATLANTIQUE**
GROUPEMENT HOSPITALIER

Centre Hospitalier Bretagne Atlantique

Etude d'approvisionnement en énergie
dans le cadre de la consolidation et de la
mise en œuvre du schéma directeur
immobilier architectural

24445NDI

Rapport Phases 2 & 3



Rédigé par	AC
Vérifié par	AT
Date de diffusion	24/04/2025
Ref. document	S24445NDI0003

BEST ENERGIES (Siège)

 36, rue Beaumarchais
93100 Montreuil-sous-Bois

 +33 1 56 93 46 00

 www.best-energies.fr

BEST ENERGIES Centre - Val de Loire

BEST ENERGIES Pays de la Loire

DEBAT Occitanie

EXOCETH

EXOCETH Bretagne

EXOCETH CONSULTING

40, rue Pierre Curie - 37700 St-Pierre-des-Corps

1, av. de l'Angevinière - Sillon de Bretagne - 44800 St-Herblain

8, av. P. Gilles de Gennes - 81000 Albi

16, rue de Verdun - 56380 Guer

75, rue Jules Janssen - 29490 Guipavas

36, rue Beaumarchais - 93100 Montreuil-sous-Bois

Best Energies - SAS au capital de 26 000 € - RCS de Bobigny 379 047 426 - N° de TVA FR 38 379 047 426 - APE 7112B



Tél. +33 6 72 76 03 29
Tél. +33 2 40 85 61 86
Tél. +33 5 63 76 08 75
Tél. +33 2 97 22 03 30
Tél. +33 6 87 98 30 81
Tél. +33 2 97 22 03 30

Table des Matières

1	Objet des phases.....	4
2	Etudes des besoins en chaud et froid	4
2.1	DONNEES CLIMATIQUES.....	4
2.1.1	Définition des DJU.....	4
2.1.2	Calibration des DJU.....	4
2.1.3	Profil de températures.....	4
2.2	BESOINS DE CHALEUR DES SITES.....	6
2.3	EVOLUTION DES BESOINS DE CHALEUR	6
2.3.1	Baisse liée à l'isolation des bâtiments	6
2.3.2	Evolution liée à la réorganisation des bâtiments (SDIA).....	7
2.3.3	Synthèse des évolutions des besoins jusqu'en 2040	8
2.4	BILAN DU DIMENSIONNEMENT DE CHALEUR	10
2.4.1	Bilan de référence (2025)	11
2.4.2	Evolution de la puissance appelée	12
2.5	BESOINS DE FROID DU SITE	13
2.5.1	Synthèse des productions	13
2.5.2	Bilan du dimensionnement de froid.....	13
3	Etude de la ressource	15
3.1	RESEAU DE CHALEUR.....	15
3.1.1	Suivi du projet de réseau de chaleur.....	15
3.1.2	Synthèse des études menées par l'agglomération de Vannes.....	15
3.1.3	Raccordement au réseau de chaleur – Sous-station(s) primaire(s)	19
3.2	CHALEUR FATALE.....	22
3.2.1	Récupération de chaleur industrielle	22
3.2.2	Récupération de chaleur sur les eaux usées	22
3.2.3	Récupération de chaleur à partir des systèmes frigorifiques.....	25
3.3	SOLAIRE THERMIQUE ET PHOTOVOLTAÏQUE.....	28
3.3.1	Rappel de la réglementation	28
3.3.2	Parkings concernés par une solarisation	29
3.3.3	Solarisation du bâtiment Phare	31
3.3.4	Choix de panneaux solaires thermiques ou photovoltaïques	31
3.3.5	Energie récupérable.....	32
3.4	GEOTHERMIE.....	33
3.4.1	Production de chaud et froid	33
3.4.2	Production de froid.....	34
3.5	BIOMASSE	35
3.5.1	Ressources régionales.....	35
3.5.2	Fournisseurs.....	37
3.5.3	Besoins du Centre Hospitalier.....	38
3.6	COGENERATION	40
3.7	SYNTHESE DE L'ETUDE DE RESSOURCE	41
4	Scénarios	42
4.1	SITUATION DE REFERENCE	42
4.2	SCENARIOS D'ENERGIE RENOUVELABLE	46
4.2.1	Prise en compte de la démarche EnR'Choix de l'ADEME	46
4.2.2	Coût des énergies	46
4.2.3	Scénarios proposés	47

5	Conclusion	58
6	Annexes	59
6.1	DETAIL DU DIMENSIONNEMENT PAR ANNEE	59
6.1.1	2025-2026.....	59
6.1.2	2027.....	60
6.1.3	2028.....	61
6.1.4	2029.....	62
6.1.5	2030.....	63
6.1.6	2031.....	64
6.1.7	2032.....	65
6.1.8	2033.....	66
6.1.9	2034.....	67
6.1.10	2035-2039.....	68
6.1.11	Synthèse	69
6.2	RAPPORT SUR LA RESSOURCE GEOTHERMIQUE.....	70

1 Objet des phases

La première phase de l'étude a permis d'établir les besoins du site.

La phase 2 consiste à étudier les ressources énergétiques qui permettront de dimensionner une production adaptée aux besoins.

En utilisant les conclusions de la phase 2, la phase 3 permettra la construction des scénarios. Les scénarios les plus pertinents et permettant de répondre aux exigences ci-dessous seront retenues :

- ▶ Respect de la réglementation décret tertiaire du site ne valeur relative dans son ensemble
- ▶ Quantité de CO2 émise la plus faible
- ▶ Coût global actualisé sur 20 ans le plus faible

2 Etudes des besoins en chaud et froid

Les données utilisées pour cette partie sont issues :

- ▶ Des données transmises des compteurs de chaleur dans les sous-stations
- ▶ D'hypothèses de réduction de besoins à partir de l'engagement de réalisation des travaux de la part du CHBA Vannes
- ▶ D'hypothèses de réduction liées à la réorganisation des bâtiments (éléments issus du SDIA)

2.1 Données climatiques

2.1.1 Définition des DJU

La rigueur climatique peut être caractérisée par le « degré-jour unifié » qui se définit comme une valeur représentative de l'écart entre la température d'une heure donnée et un seuil de température préétabli, correspondant généralement à la température de non chauffage dans un bâtiment.

2.1.2 Calibration des DJU

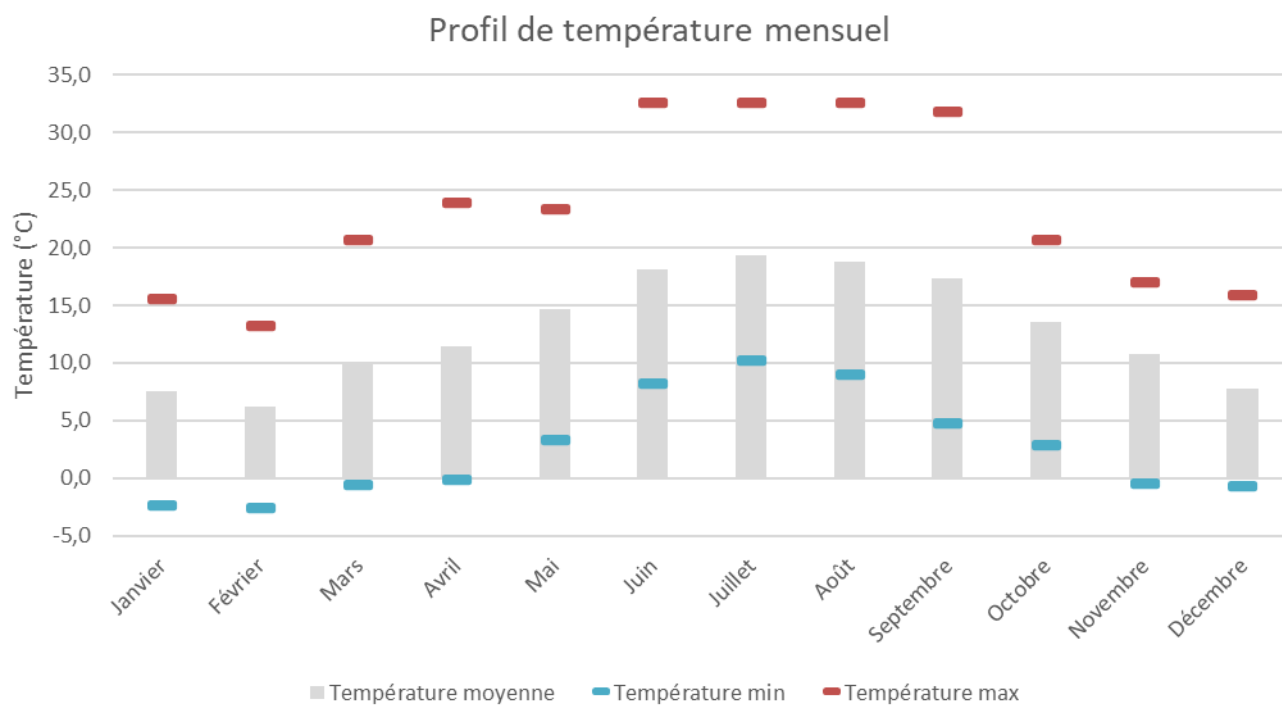
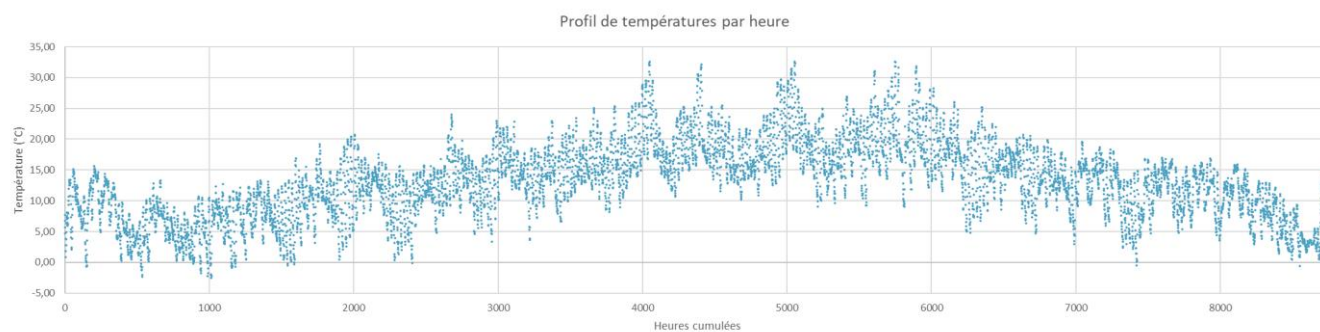
La station météorologique de référence utilisée est celle de Vannes-Séné (56).

Les DJU de référence ont été pris à 2000 DJU.

2.1.3 Profil de températures

La température extérieure de base est prise à -4°C.

Le profil des températures horaires retenu dans notre modélisation est présenté ci-dessous :



2.2 Besoins de chaleur des sites

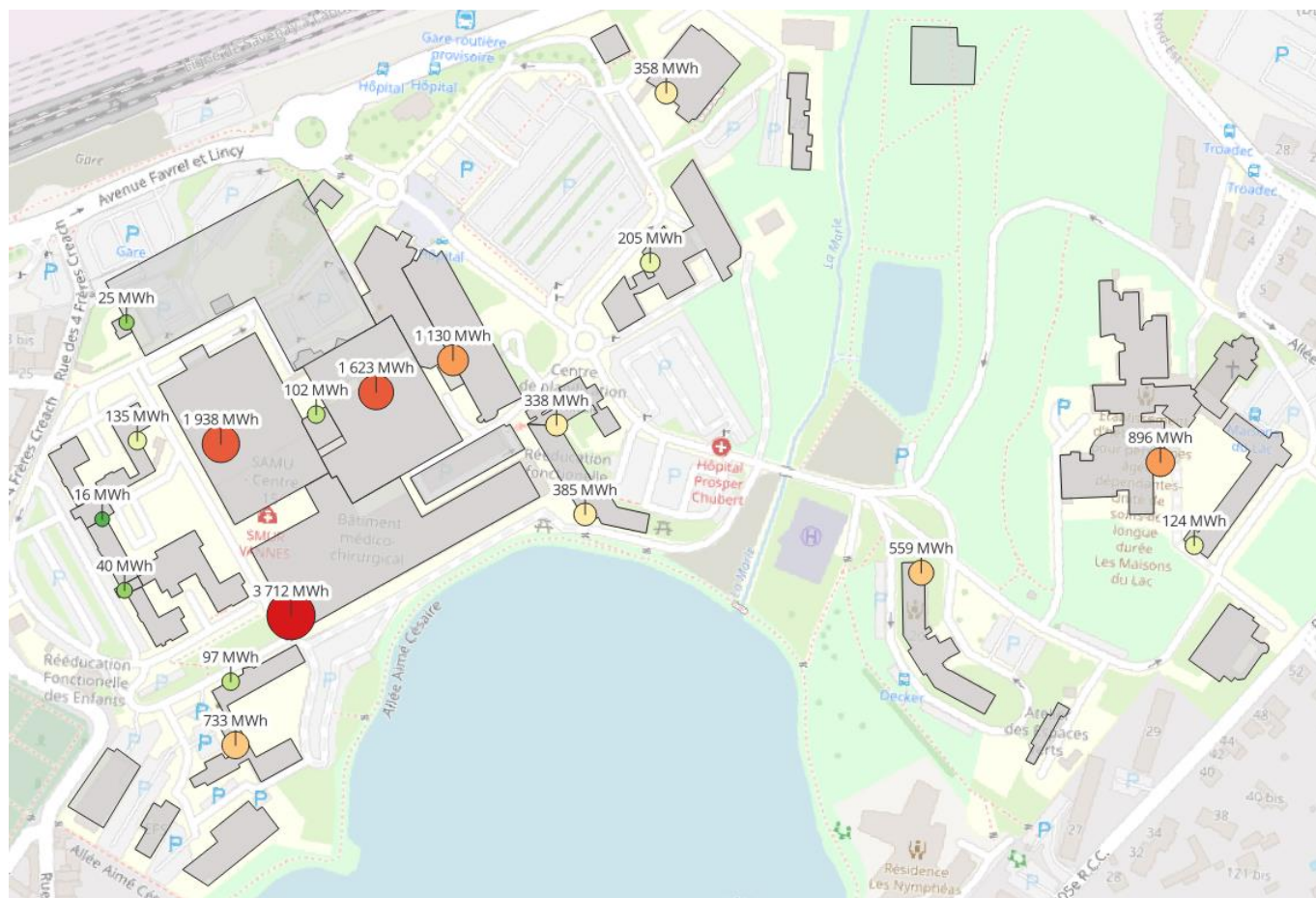


Figure 1 - Besoins des sites en 2025

A partir des relevés des compteurs d'énergies en sous-stations, des besoins de référence ont été établis pour 2025.

Les plus gros consommateurs sont donc :

- Le bâtiment 24 (BMC)
- Le bâtiment 21 (Urgences)
- Le bâtiment 20 (PTM)
- Le bâtiment 30 (Chirurgie)

2.3 Evolution des besoins de chaleur

Dans les dix prochaines années, les besoins sont amenés à évoluer fortement pour deux causes principales.

2.3.1 Baisse liée à l'isolation des bâtiments

Suite à la phase 1, il a été présenté au Centre Hospitalier de Vannes les gains potentiels grâce à l'isolation des bâtiments.

A la demande de BEST Energies, le Centre Hospitalier a communiqué les années de réalisation des travaux d'isolation dans un tableau synthétique :

	Gain énergétique	Réalisation par le CHBA (année)	
01, 04, 05, 07 Gavrinis et Berder			
Isolation thermique par l'intérieur	40%	2027	✓
Remplacement des menuiseries extérieures	2%		✗
Isolation du plancher haut	6%	2027	✓
Isolation du plancher bas	28%	2027	✓
Cumule des améliorations de l'enveloppe	77%		
15, 16, 17 Maisons			
Isolation thermique par l'intérieur	45%	2027	✓
Remplacement des menuiseries extérieures	5%	2027	✓
Isolation du plancher haut	1%	2027	✓
Isolation du plancher bas	4%	2027	✓
Cumule des améliorations de l'enveloppe	55%		
20, 25 PTM			
Isolation thermique par l'extérieur	13%	2032	✓
Remplacement des menuiseries extérieures	6%	2032	✓
Isolation du plancher haut	23%	2032	✓
Isolation du plancher bas	0%		✗
Cumule des améliorations de l'enveloppe	41%		
21 URGENCES			
Isolation thermique par l'extérieur	5%	2032	✓
Remplacement des menuiseries extérieures	1%	2032	✓
Isolation du plancher haut	6%	2032	✓
Isolation du plancher bas	-2%		✗
Cumule des améliorations de l'enveloppe	14%		
24, BMC			
Isolation thermique par l'extérieur	6%		✗
Remplacement des menuiseries extérieures	2%		✗
Isolation du plancher haut	3%		✗
Isolation du plancher bas	3%		✗
Cumule des améliorations de l'enveloppe	13%		
30, 22 TASCON			
Isolation thermique par l'extérieur	10%	2033	✓
Remplacement des menuiseries extérieures	5%	2033	✓
Isolation du plancher haut	9%	2033	✓
Isolation du plancher bas	0%	2033	✓
Cumule des améliorations de l'enveloppe	23%		

60, 61, Marcellin Balnéo			
Isolation thermique par l'extérieur	21%		✗
Remplacement des menuiseries extérieures	2%		✗
Isolation du plancher haut	4%		✗
Isolation du plancher bas	0%		✗
Cumule des améliorations de l'enveloppe	27%		
70, Decker			
Isolation thermique par l'extérieur	11%		✗
Remplacement des menuiseries extérieures	6%		✗
Isolation du plancher haut	6%		✗
Isolation du plancher bas	0%		✗
Cumule des améliorations de l'enveloppe	22%		
80, 82, Direction Crèche			
Isolation thermique par l'extérieur	35%	2028	✓
Remplacement des menuiseries extérieures	5%	2028	✓
Isolation du plancher haut	6%	2028	✓
Isolation du plancher bas	0%	2028	✓
Cumule des améliorations de l'enveloppe	45%		
85, Maisons du lac			
Isolation thermique par l'extérieur	9%		✗
Remplacement des menuiseries extérieures	9%		✗
Isolation du plancher haut	3%		✗
Isolation du plancher bas	4%		✗
Cumule des améliorations de l'enveloppe	24%		
90, Refectoire			
Isolation thermique par l'extérieur	10%	2029	✓
Remplacement des menuiseries extérieures	3%	2029	✓
Isolation du plancher haut	13%	2029	✓
Isolation du plancher bas	14%		✗
Cumule des améliorations de l'enveloppe	40%		
93, Ateliers Généraux			
Isolation thermique par l'extérieur	45%		✗
Remplacement des menuiseries extérieures	7%		✗
Isolation du plancher haut	18%	2030	✓
Isolation du plancher bas	0%		✗
Cumule des améliorations de l'enveloppe	68%		

Figure 2 - Engagement de réalisation des travaux d'isolation sur les bâtiments du Centre Hospitalier

2.3.2 Evolution liée à la réorganisation des bâtiments (SDIA)

La construction du bâtiment Phare entraine une réorganisation des bâtiments existants. Les évolutions des besoins de chaleur ont donc été pris en compte selon le travail réalisé dans le SDIA.

Livraison/mise à dispo/démolition	Opération	Surface	Réseau chaud impacté	Impact Puissance	Puissance sur Réseau 1	Puissance sur Réseau 2	Puissance sur Réseau 3	Puissance chaud installée	Remarques
	Etat initial				1 980 kW	4 030 kW	5 710 kW	11 720 kW	
Mars 2024	Op. 2 - Restructuration pavillon 1,4 & 5	4 545 m² SDO	2	-253 kW	1 980 kW	3 777 kW	5 710 kW	11 467 kW	
Mars 2024	Op. 2 - Démolition du pavillon 6	3 000 m² SDO	2	-170 kW	1 980 kW	3 607 kW	5 710 kW	11 297 kW	Démolition
Mars 2024	Op. 2 - Démolition des pavillons 11 & 12	3 000 m² SDO	2	-153 kW	1 980 kW	3 454 kW	5 710 kW	11 144 kW	Démolition
Juillet 2027	Op. 0 - Parking silo				1 980 kW	3 454 kW	5 710 kW	11 144 kW	
Septembre 2027	Op.1 - Démolition bâtiments 19, 75 & 86		2	-40 kW	1 980 kW	3 414 kW	5 710 kW	11 104 kW	
Aout 2030	50 - Villemin		1	-200 kW	1 780 kW	3 414 kW	5 710 kW	10 904 kW	Vendu
Aout 2030	60-61 - Marcellin		1	-550 kW	1 230 kW	3 414 kW	5 710 kW	10 354 kW	Démoli
Aout 2030	65 - USN		1	-250 kW	980 kW	3 414 kW	5 710 kW	10 104 kW	Vendu - déjà désaffecté
Aout 2030	70 - Decker		1	-400 kW	580 kW	3 414 kW	5 710 kW	9 704 kW	Vendu
Septembre 2030	Op. 4 Plateforme logistique	7 525 m² SDO	2	214 kW	580 kW	3 628 kW	5 710 kW	9 918 kW	7 525 m² DO dont 3 775 m² DO neufs et 1250 m² DO en restructuration
Septembre 2030	Op.1 - Bâtiment phare	34 630 m² SDO	2	3 463 kW	580 kW	7 091 kW	5 710 kW	13 381 kW	
Mai 2033	Op.3 - Restructuration PTM	15 400 m² SDO	2	-308 kW	580 kW	6 937 kW	5 556 kW	13 073 kW	
Aout 2034	Op 5. : Activités ambulatoires et plateau technique MPR et SMR	3 538 m² SDO	3	-71 kW	580 kW	6 866 kW	5 556 kW	13 002 kW	
Octobre 2034	Op. 6a : Activités ambulatoires MCO et hospitalisations (Bâtiment BMC)	5 640 m² SDO	3	-56 kW	580 kW	6 866 kW	5 500 kW	12 946 kW	
Octobre 2034	Op. 6b : Activités ambulatoires MCO et hospitalisations (Bâtiment B30)	10 130 m² SDO	3	-203 kW	580 kW	6 866 kW	5 297 kW	12 743 kW	
Octobre 2034	Opération 7 : Nouvel EHPAD - USLD	10 700 m² SDO	1	642 kW	1 222 kW	6 866 kW	5 297 kW	13 385 kW	
Octobre 2034	85 - Maison du lac		1	-580 kW	642 kW	6 866 kW	5 297 kW	12 805 kW	Démoli
Octobre 2034	Etat final				642 kW	6 866 kW	5 297 kW	12 805 kW	

Figure 3 - Etat projeté (SDIA)

2.3.3 Synthèse des évolutions des besoins jusqu'en 2040

En prenant en compte la diminution des besoins liée à l'isolation des bâtiments et la réorganisation du site liée au SDIA, une synthèse des besoins de chaleur a été effectuée de 2025 à 2040.

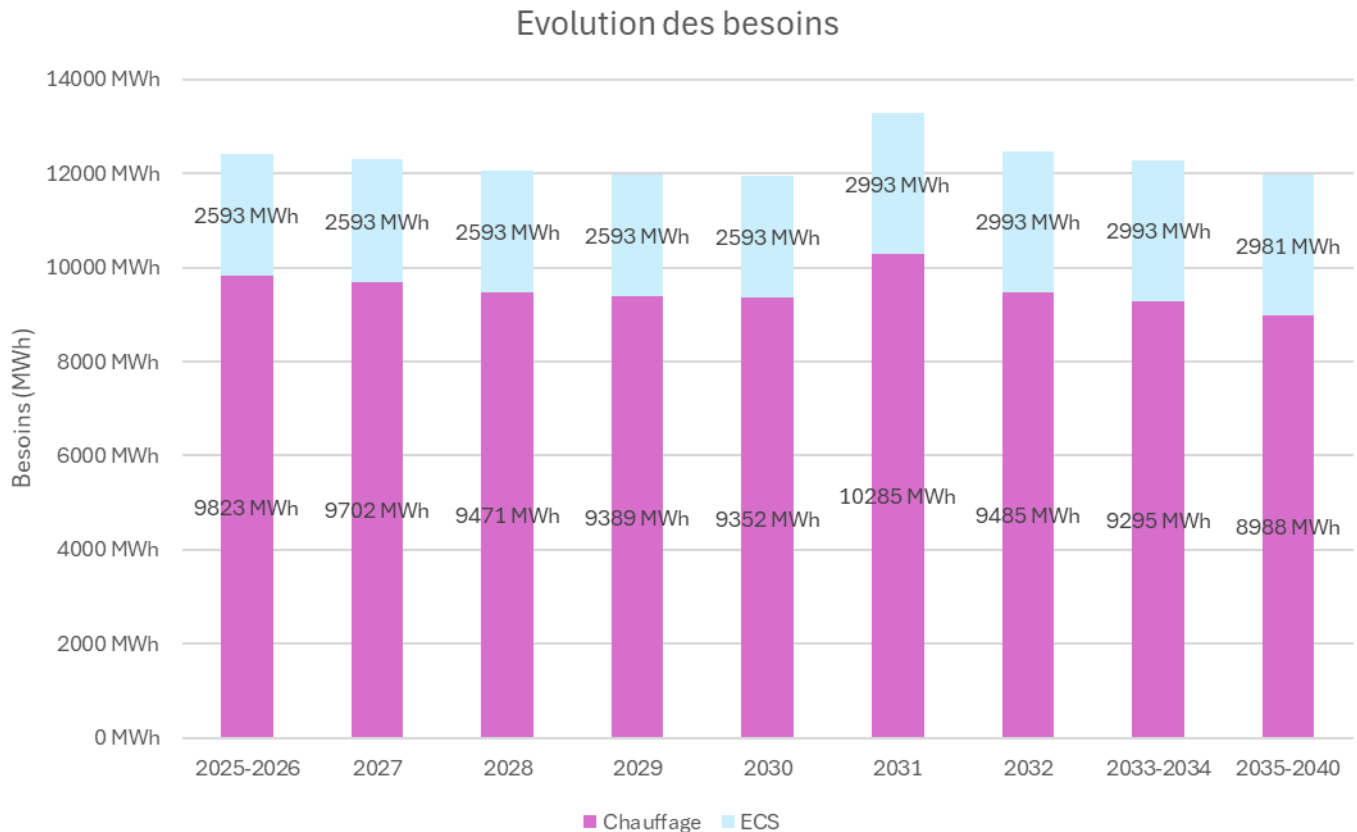


Figure 4 - Evolution des besoins de chaleur sur 15 ans

Années	Chauffage	ECS	Total
2025-2026	9823 MWh	2593 MWh	12416 MWh
2027	9702 MWh	2593 MWh	12295 MWh
2028	9471 MWh	2593 MWh	12064 MWh
2029	9389 MWh	2593 MWh	11982 MWh
2030	9352 MWh	2593 MWh	11945 MWh
2031	10285 MWh	2993 MWh	13277 MWh
2032	9485 MWh	2993 MWh	12478 MWh
2033-2034	9295 MWh	2993 MWh	12288 MWh
2035-2040	8988 MWh	2981 MWh	11969 MWh

Dans les 15 ans à venir, deux étapes importantes sont à considérer pour le dimensionnement futur de la production de chaleur :

- 2031 : Mise en service du bâtiment Phare
- 2035 : Mise en service du nouvel EHPAD

Les besoins ECS ont été évalués à partir des relevés de compteur d'eau transmis par le Centre Hospitalier.

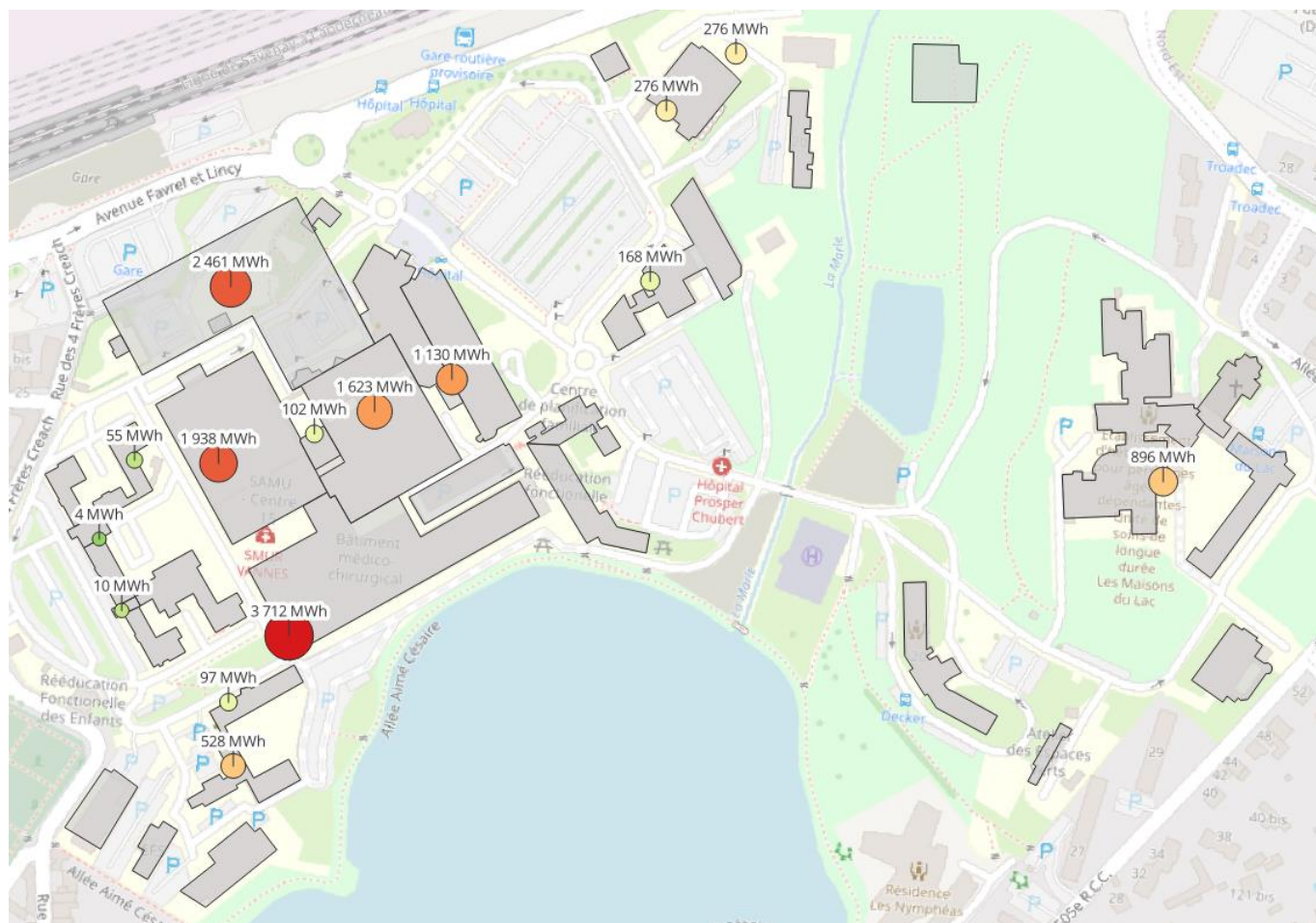


Figure 5 - Besoins des sites en 2031

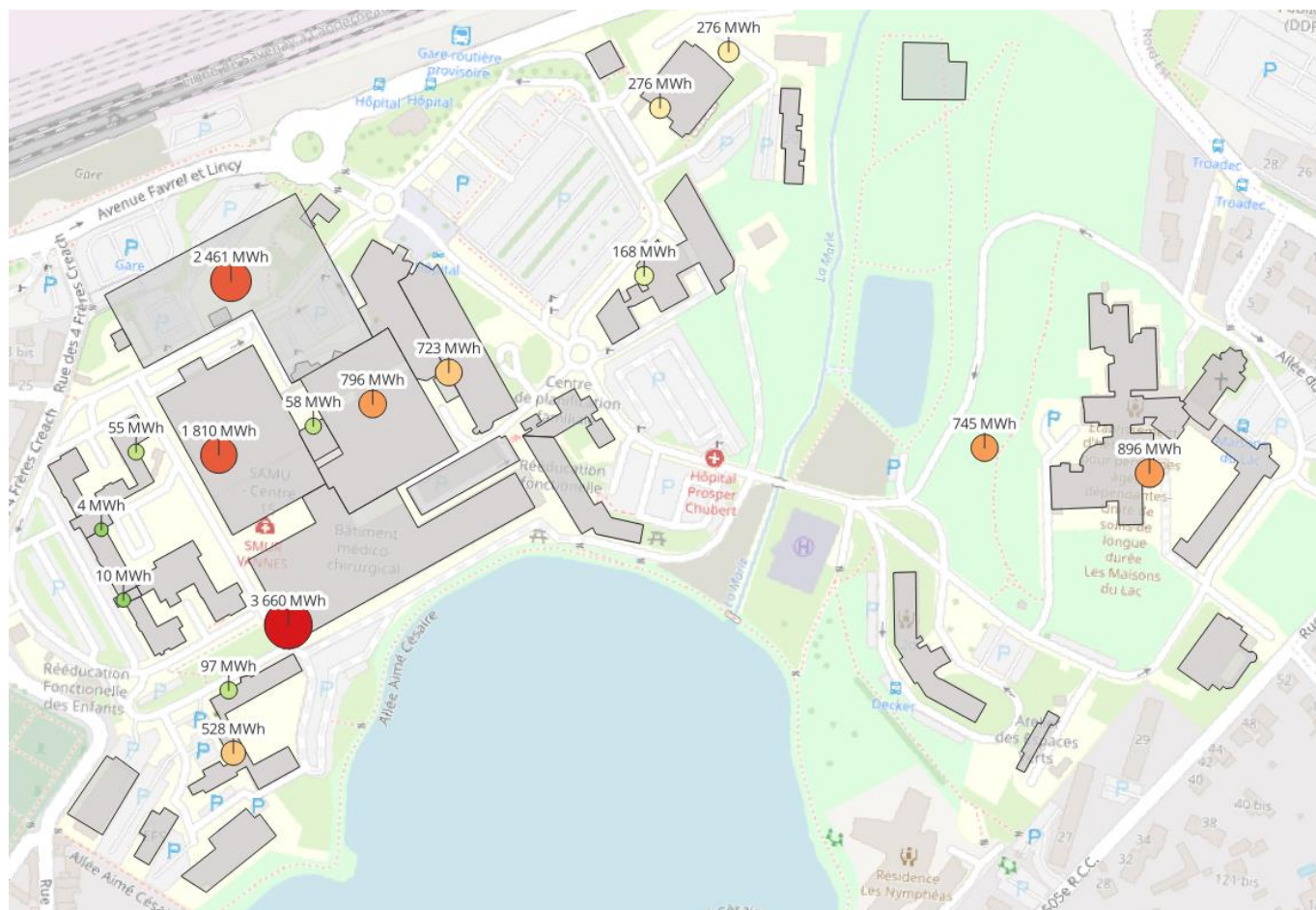


Figure 6 - Besoins des sites en 2035

Les besoins année par année sont présentés en annexe.

2.4 Bilan du dimensionnement de chaleur

A partir des besoins de chaleur des bâtiments et du planning d'usage communiqué par le CHBA Vannes, un profil de puissance a été modélisé.

La puissance appelée modélisée est inférieure à la somme des puissances des bâtiments. En effet, un foisonnement est pris en compte entre les bâtiments.

A noter que les pertes du réseau technique ont été prises en compte dans le dimensionnement.

2.4.1 Bilan de référence (2025)

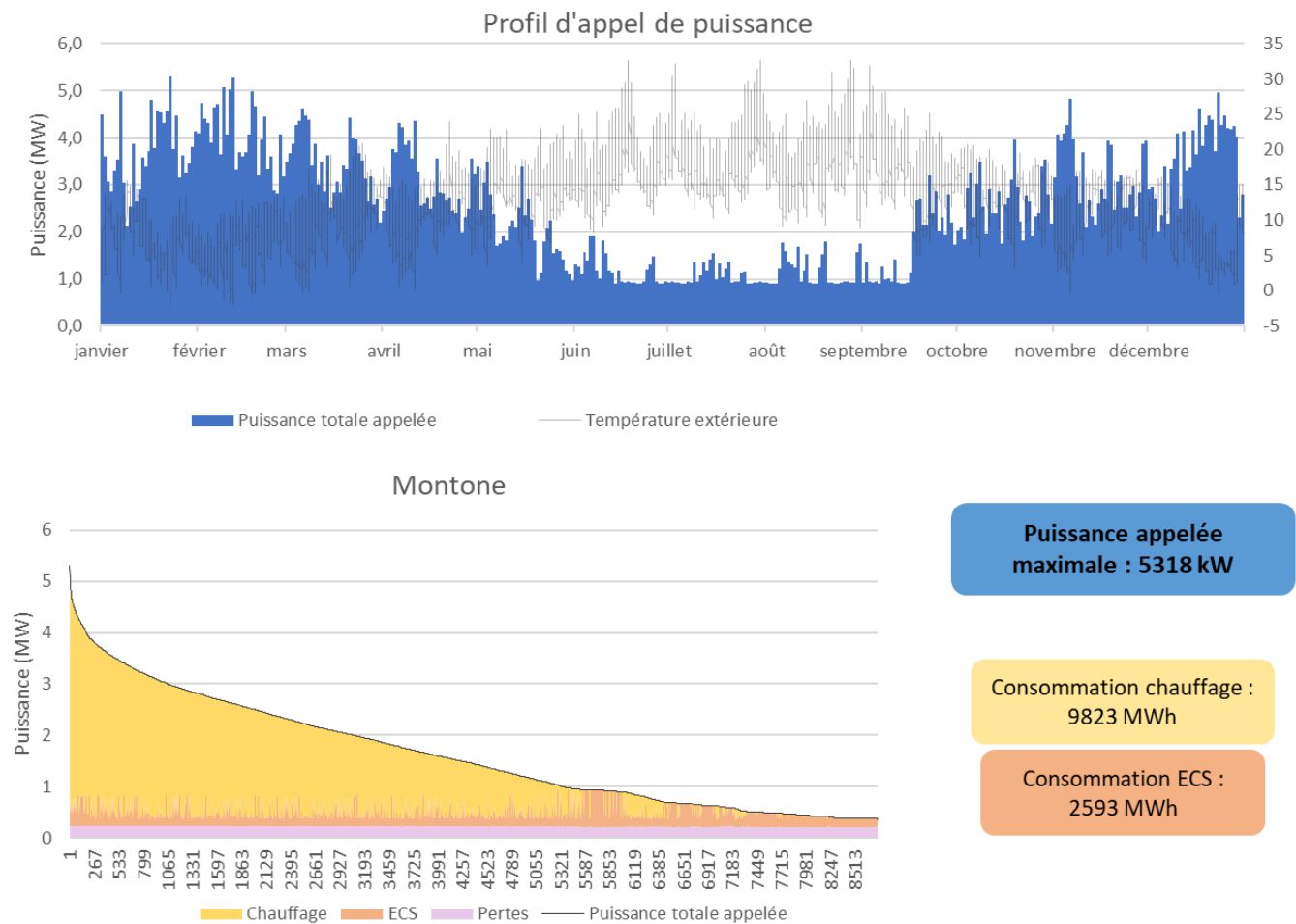


Figure 7 - Profil de puissance pour 2025

Avec les hypothèses prises, la puissance appelée maximale est de 5,3 MW.
Le talon estival observé est autour de 1 MW.

En prenant en compte un coefficient de surpuissance, la future installation devra permettre de fournir 6 à 7 MW de chaleur. A noter que la future installation devra prendre en compte **en plus** un secours total en cas de panne d'un moyen de production.

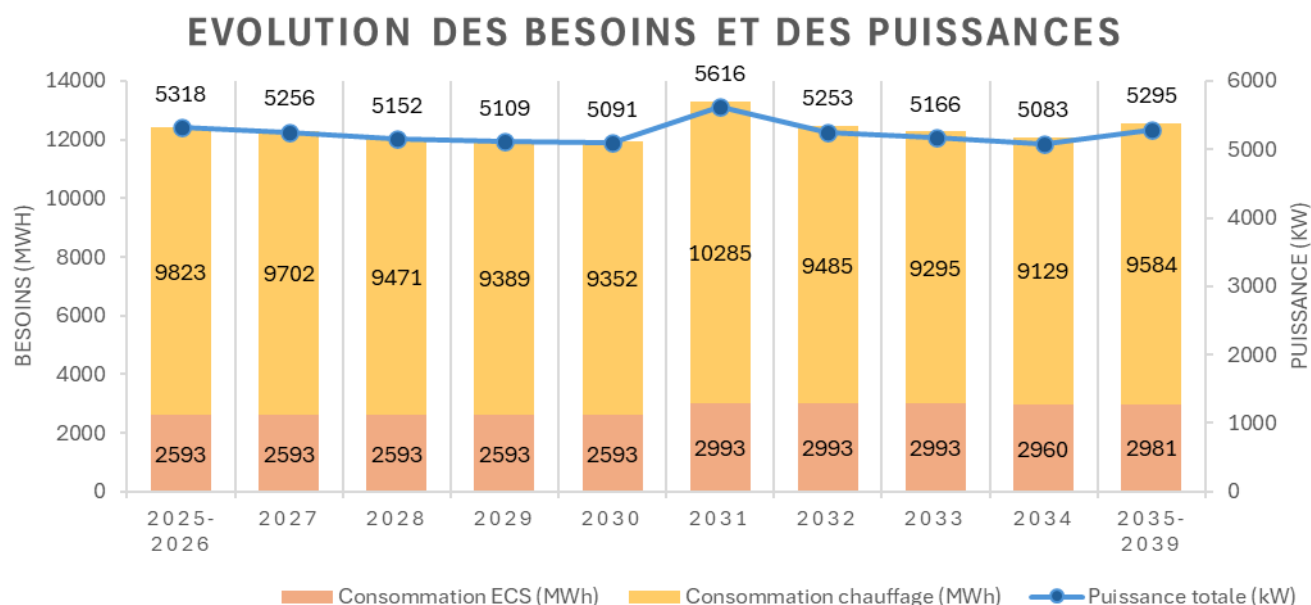
Pour rappel, la chaufferie existante dispose de :

- 4 chaudières de 1977 kW
- 2 chaudières de 2000 kW

La production existante de 11 908 kW est donc surdimensionnée.

2.4.2 Evolution de la puissance appelée

Ci-dessous la synthèse de l'évolution de besoins et de puissance :



	Consommation chauffage (MWh)	Consommation ECS (MWh)	Puissance totale (kW)
2025-2026	9823	2593	5318
2027	9702	2593	5256
2028	9471	2593	5152
2029	9389	2593	5109
2030	9352	2593	5091
2031	10285	2993	5616
2032	9485	2993	5253
2033	9295	2993	5166
2034	9129	2960	5083
2035-2039	9584	2981	5295

Jusqu'en 2030, on observe une légère baisse liée à des travaux de rénovation de bâtiments. En 2031, on peut observer l'impact de la mise en service du bâtiment phare. A noter que cette augmentation de besoins et de puissances est amoindrie par la démolition d'autres bâtiments sur la même année.

Enfin à partir de 2035 on observe à nouveau une légère hausse avec l'arrivée de l'EHPAD.

2.5 Besoins de froid du site

2.5.1 Synthèse des productions

Le livrable de la Phase 1 présente les différentes productions de froid sur le site du Centre Hospitalier.

Bâtiment	id	Type groupe	Marque	Modèle	Année	Fluide réfrigérant	Charge frigo (kg)	Puissance (kW)
B20	B20-GF1	Groupe froid eau-eau avec aéro condenseur	TRANE	Aquastream ² ECGWN210	2011	R410A	36	341
B20	B20-GF2	Groupe froid eau-eau avec aéro condenseur	TRANE	Aquastream ² ECGWN210	2011	R410A	36	341
B20	B20-GF3	Groupe froid eau-eau avec aéro condenseur	TRANE	Aquastream ² ECGWN210	2011	R410A	36	341
B20	B20-GF4	Groupe froid eau-eau avec aéro condenseur	WESPER	RWC W360	2008	R407C	30	312
B21	B21-GF1	Groupe froid eau-eau avec aéro condenseur	LENNOX	MCB 192P	2001	R407C	184	192
B21	B21-GF2	Groupe froid eau-eau avec aéro condenseur	LENNOX	MCB 192P	2001	R407C	184	192
B21	B21-GF3	Groupe froid monobloc air-eau	CARRIER	30RBS	2017	R410A	10,8	94
B24	B24-GF1	Groupe froid monobloc air-eau	CARRIER	VAR37	2013	R134A	56	482
B24	B24-GF2	Groupe froid monobloc air-eau	CARRIER	VAR37	2013	R134A	56	482
B24	B24-GF3	Groupe froid monobloc air-eau	CARRIER	VAR37	2024	R134A	56	482
B61	B61-GF1	Groupe froid monobloc air-eau	WESPER	-	2016	-	-	60
B90	B90-GF1	Installations froid négatif chambres froides	TECNAC	CENT CR3SH4H15ZC	2011	R404A	200	
B30	B30-GF1	Groupe froid monobloc air-eau	CARRIER	30RBM/RBP	2019	R410A	13	185
B30	B30-GF2	Groupe froid monobloc air-eau	CARRIER	-	2005	R410A	13	185
B23	B23-GF1	Groupe froid monobloc air-eau	WESPER	-	2008	-	-	56

Figure 8 - Productions de froid

2.5.2 Bilan du dimensionnement de froid

Dans le cas d'une conservation de productions d'eau glacée décentralisée, les groupes froids seront remplacés à l'existant. Pour les bâtiments B20 et B21, une légère augmentation de la puissance est à prévoir puisque les groupes existants sont exploités au maximum de leur capacité.

Dans le cas d'une centralisation de la production de froid, il est prévu d'inclure les installations ci-dessous :

- B20
- B21
- B24
- B30
- B23
- Bâtiment Phare

La production de froid du bâtiment B61 n'a pas été prise en compte puisque la destruction de ce bâtiment est prévue dans les prochaines années.

Pour le nouvel EHPAD, la production devra se faire localement au vu de l'éloignement du bâtiment par rapport aux autres installations.

A partir des puissances installées et des informations communiquées par le Centre Hospitalier de Vannes, une modélisation des appels de puissance et des besoins froid ont été effectués.

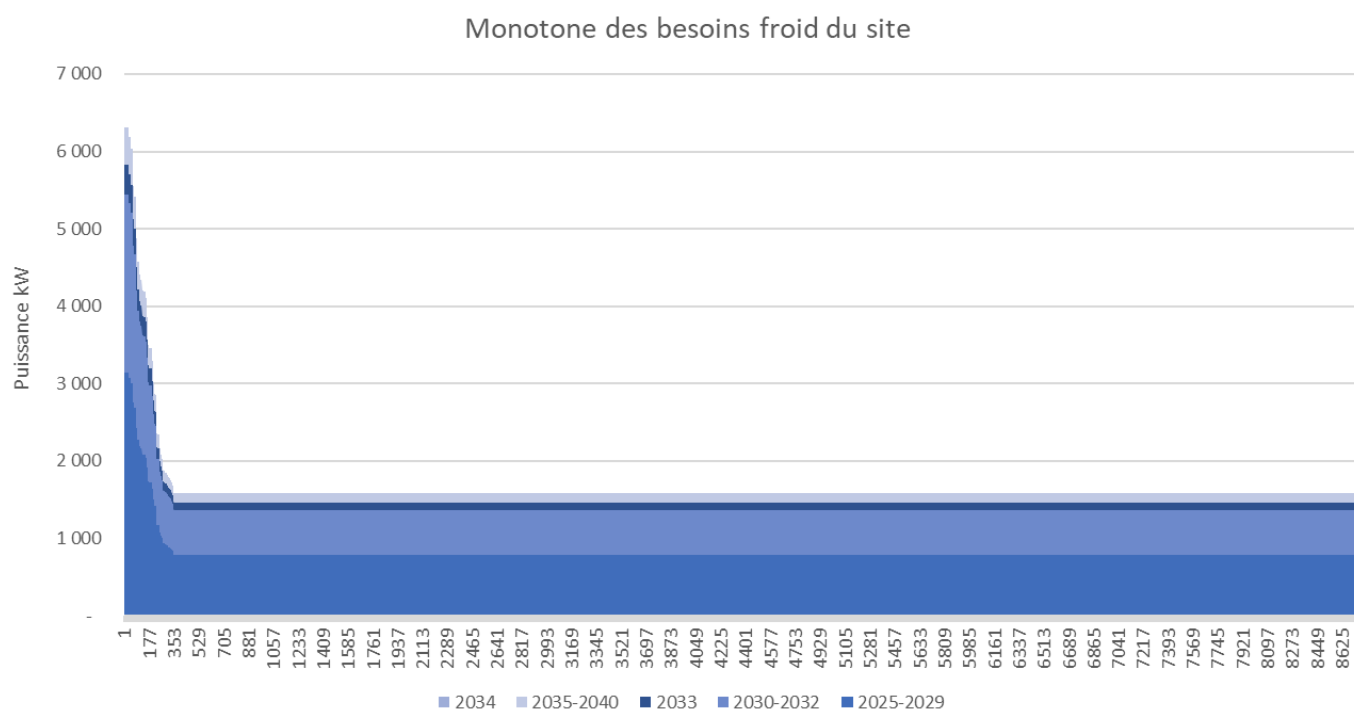


Figure 9 - Monotones de puissance de 2025 à 2040

En prenant en compte les évolutions des besoins froids liés au SDIA (voir Phase 1), la puissance froid maximale se situe entre 3,2 MW et 6,4 MW.

L'augmentation principale de la puissance nécessaire est liée à la construction du bâtiment Phare.

Une hypothèse **d'un talon de 25%** a été prise suite aux informations transmises en visite par le Centre Hospitalier. Cela représente donc un besoin constant sur le site indépendamment de la température extérieure.

3 Etude de la ressource

3.1 Réseau de chaleur

Cette solution technique permet de respecter le deuxième critère de la démarche EnR Choix de l'ADEME : « Mutualiser les besoins ».

3.1.1 Suivi du projet de réseau de chaleur

Le périmètre du réseau de chaleur concerne six secteurs de la ville de Vannes (cf. carte ci-dessous). L'hôpital se trouve dans le secteur Centre Est.

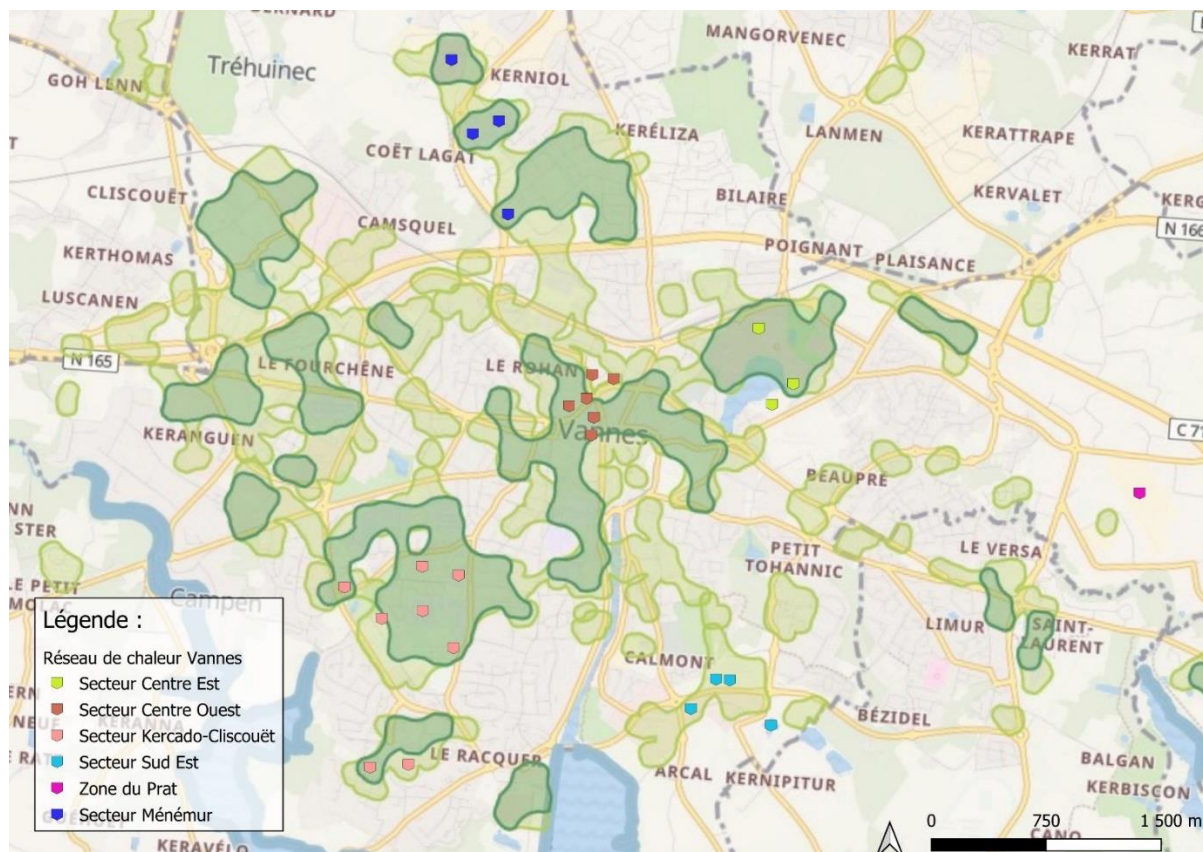


Figure 10 - Puits de chaleur pour un réseau sur l'agglomération de Vannes

BEST Energies a réalisé une demande à la responsable du Service environnement énergie climat de l'agglomération de Vannes et au bureau d'études AMO (Kairos Ingénierie).

Il a été demandé de transmettre :

- la mission 1 de la mission d'AMO : étude d'opportunité de déploiement de réseaux de chaleur
- la mission 2 de la mission d'AMO : étude de faisabilité du scénario retenu.

Ces données permettront d'obtenir les enjeux techniques sur le raccordement du site hospitalier, des coûts envisagés et du planning de raccordement.

3.1.2 Synthèse des études menées par l'agglomération de Vannes

L'étude de faisabilité a conclu sur la création de deux réseaux de chaleur sur le périmètre présenté ci-dessus.

L'hôpital est concerné par un réseau avec le 3^{ème} RIMA, l'EHPAD Résidence Nymphéas et la résidence l'Etang.

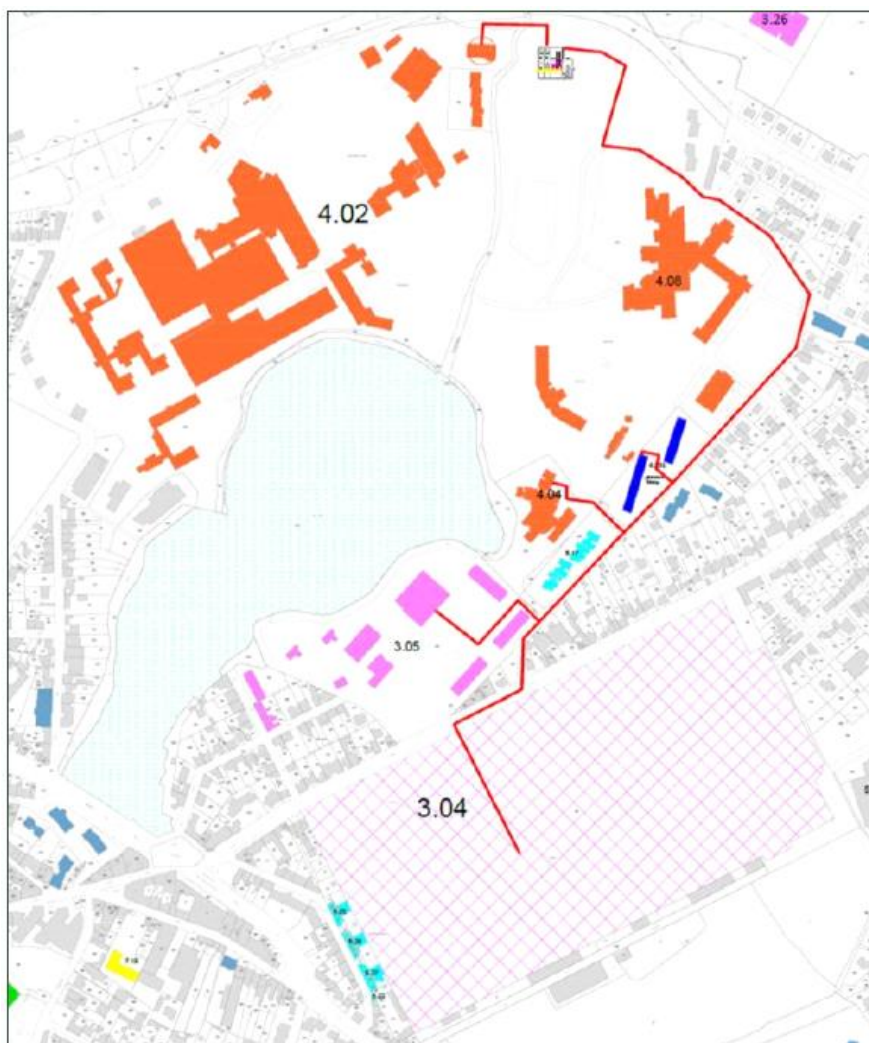


Figure 11 - Plan du réseau de chaleur concernant le CHBA Vannes

Concernant la production d'énergie sur le réseau, une chaufferie biomasse est prévue d'être implantée sur une parcelle du Centre Hospitalier, à l'est de la chaufferie centrale de l'hôpital.



Figure 12 - Implantation de la future chaufferie

Les études transmises mentionnent une possibilité d'intégrer les chaufferies GAZ de l'hôpital au réseau de chaleur.

Appoint / secours

- ◆ Conservation chaudières gaz dans les établissements de santé
- ◆ Possibilité de transfert dans la DSP

Figure 13 – Extrait de la mention sur l'appoint/secours GAZ

Si cela est concrétisé, une redevance sera payée à l'hôpital par le réseau pour utiliser ses chaudières. Deux cas de figure sont possibles en cas de panne d'une chaudière bois ou d'une défaillance sur le réseau :

- ▶ L'hôpital **se déleste** et utilise ses chaudières GAZ pour alimenter ses bâtiments.
- ▶ La chaleur produite par les chaudières GAZ de l'hôpital est réinjectée dans le réseau.

Dans les deux cas, le GAZ utilisé sera payé par le réseau de chaleur. Les charges seront ensuite réparties dans le R1.

Le dimensionnement actuel prévoit un taux EnR de 92% sur le réseau de chaleur.

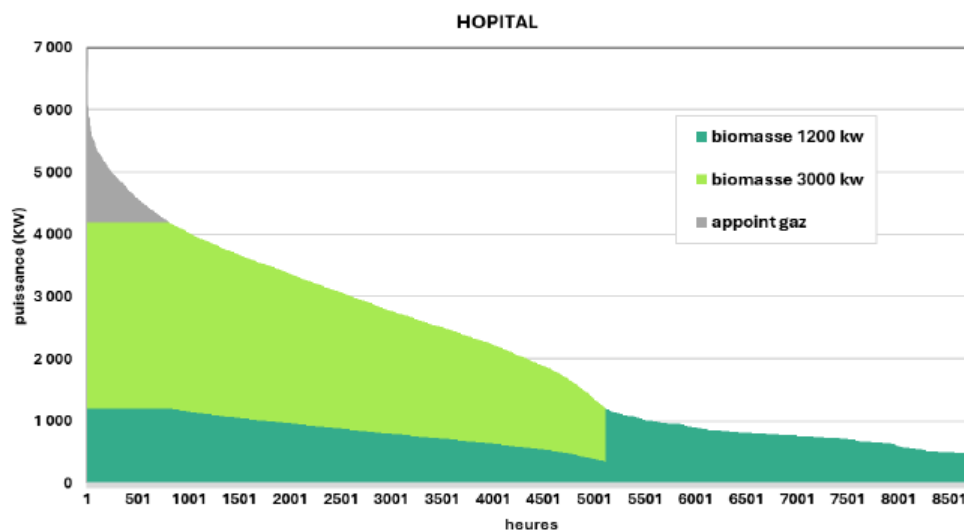


Figure 14 - Monotone de puissance du réseau de chaleur

Deux chaudières biomasses (1200 + 3000 kW) seront utilisées pour atteindre cette couverture d'énergie renouvelable.

La densité du réseau de chaleur est de 10,9 MWh/ml (1 652 ml de réseau pour 18 GWh de besoins).

Scénario		HOPITAL
Energie produite		18 546
Biomasse		92.0%
Energie produite	mwh	17 063
Rendement		86%
Energie consommée	mwh	19 840
	tonnes	7 189
	map	26 624
cendres	tonnes	86
Appoint/secours gaz naturel		8.0%
Energie produite	mwh	1 484
Rendement		92%
Energie consommée	mwh pci	1 613
Energie consommée		21 453

Figure 15 - Synthèse de la production énergétique du réseau de chaleur

Concernant le planning présenté dans l'étude reçue :

Planning / feuille de route

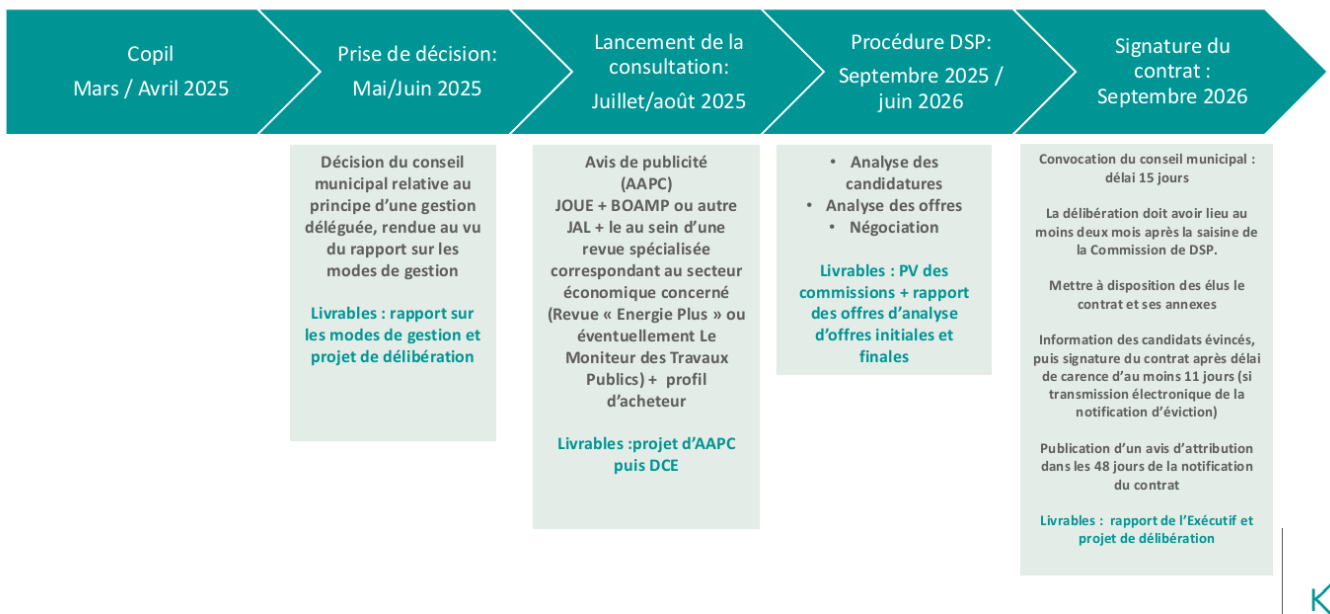


Figure 16 - Planning de l'étude de faisabilité présentée en COTECH

En prenant l'hypothèse d'1 an de travaux, le réseau devrait être mis en service pour 2028.

Les hypothèses prises par le réseau de chaleur sont :

	Vannes agglomération	Etude de faisabilité – BEST Energies
Référence des besoins	18 301 MWh PCS gaz	14 980 MWh PCS gaz ¹
Besoins du site	14 000 MWh	12 156 MWh ²
Puissance souscrite	10 956 kW	7 à 8 MW

Remarque : Pour la puissance souscrite, l'étude fournie a pris en compte la puissance installée sur site. La puissance en comparaison calculée par BEST Energies prend des formules utilisées régulièrement dans des contrats de DSP. La puissance souscrite est donnée à titre comparative.

Parmi les éléments transmis, rien ne montre que l'évolution des besoins (rénovation et construction) ait été prise en compte par le bureau d'étude pour la mise en place du réseau de chaleur.

3.1.3 Raccordement au réseau de chaleur – Sous-station(s) primaire(s)

3.1.3.1 Emplacement de la sous-station primaire

Au stade de l'étude de faisabilité du réseau de chaleur transmise, un raccordement est prévu entre la chaufferie du réseau et la chaufferie centrale du CHBA.

¹ Calculé à partir des besoins de 2025 avec un rendement de chaudière de 92%.

² Les besoins ont été pris pour l'année 2028

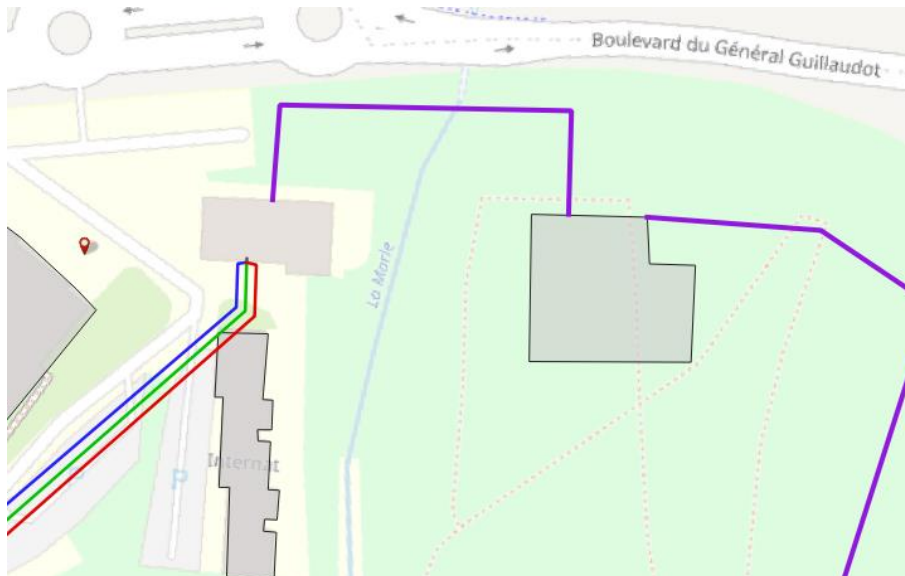
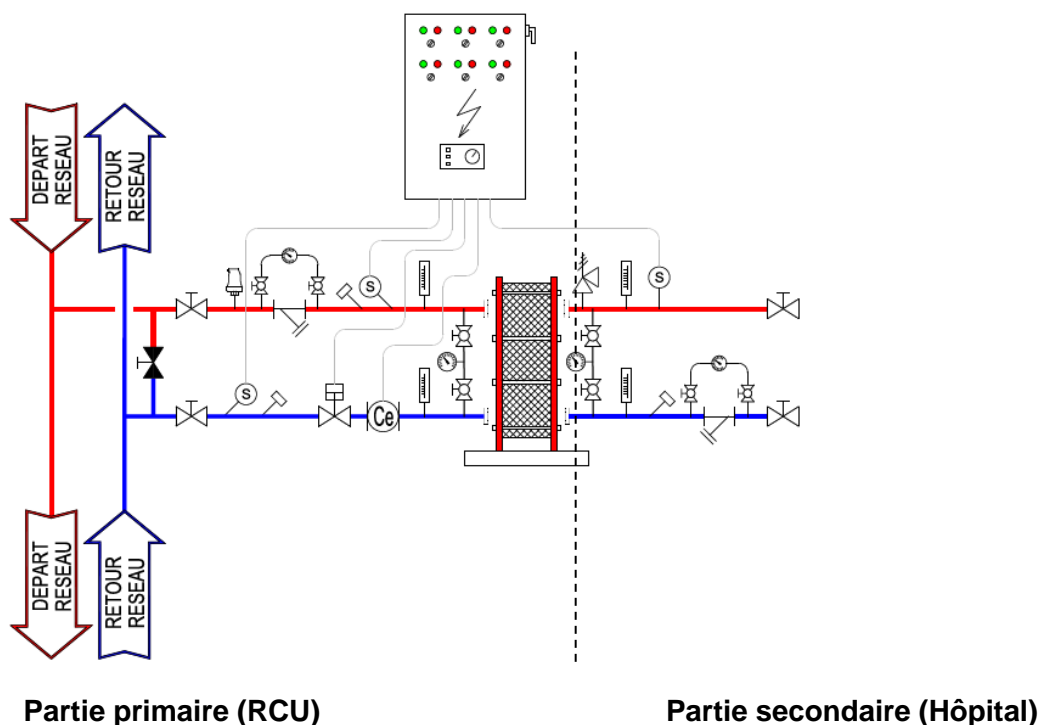


Figure 17 - Raccordement au RCU

3.1.3.2 Régime de température et schéma de la sous-station

Le régime de température du RCU devra permettre à l'hôpital d'obtenir en départ du secondaire une température de départ de 85°C en hiver et de 75°C en été.



Partie primaire (RCU)

Partie secondaire (Hôpital)

Schéma de principe type d'une sous-station

3.1.3.3 Création d'autres sous-stations primaires

Au vu du vieillissement du réseau technique n°1 du centre hospitalier et de la suppression de plusieurs bâtiments sur ce périmètre (Decker, Villemain, Balnéothérapie, Marcellin) il pourrait être envisagé de ne pas remplacer le réseau n°1.

Ainsi, la Maison du Lac et le nouvel EHPAD pourrait être raccordés directement au réseau de chaleur urbain.

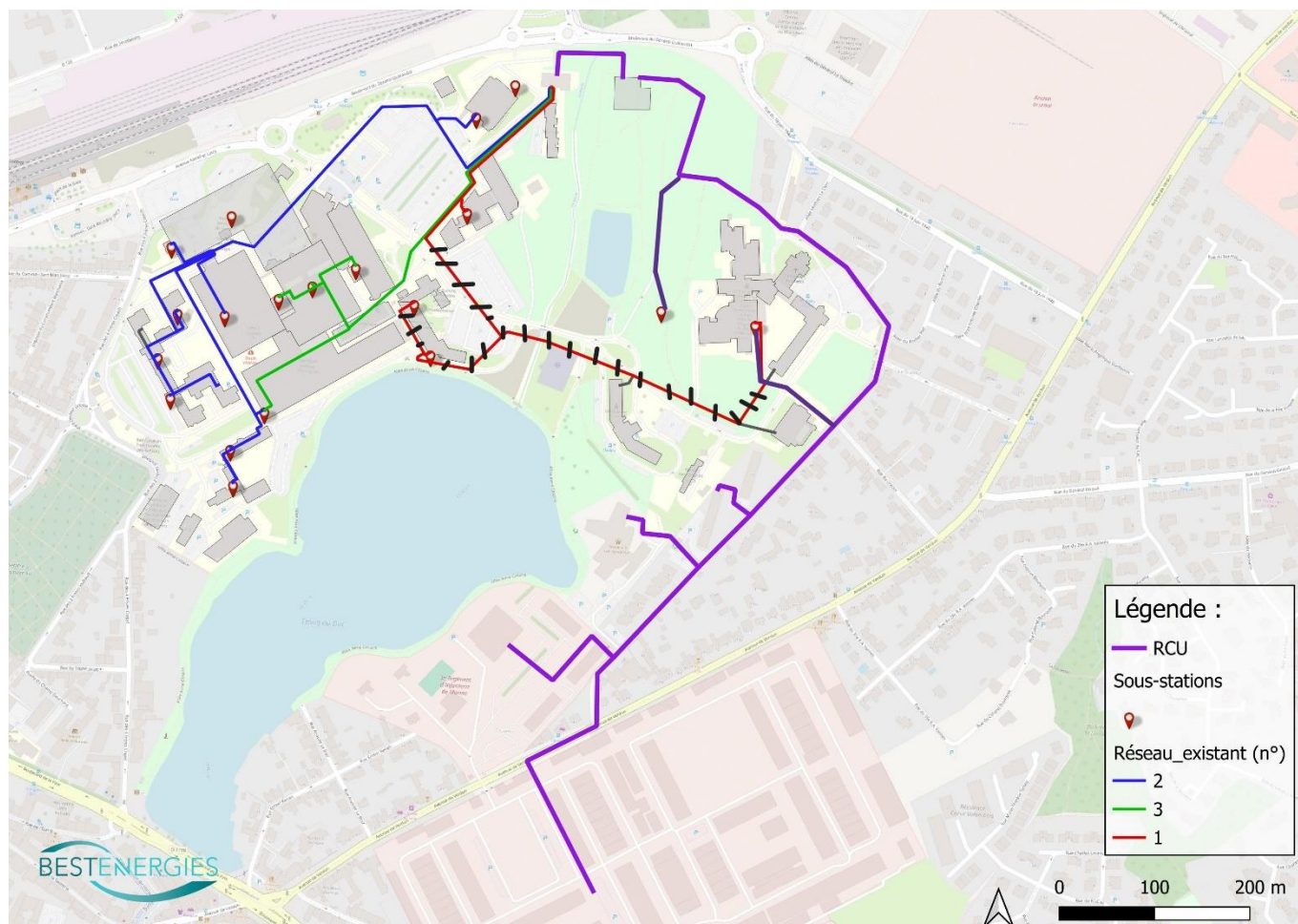


Figure 18 - Hypothèse de raccordement de Maison du Lac et de l'EHPAD au RCU

Pour l'EHPAD, le raccordement au RCU devra se faire lors de sa construction.

Pour Maison du Lac, si la volonté de Centre hospitalier est de créer une sous-station primaire, il est préférable de se raccorder dès la création du RCU.

Actuellement, une démolition de la Maison du Lac est prévue en 2040. Pour les 15 années à venir, il est préférable de bénéficier du réseau de chaleur. Si la démolition est avancée, le réseau technique devra être conservé jusqu'à sa démolition.

3.2 Chaleur fatale

3.2.1 Récupération de chaleur industrielle

Mise à part la ZAC du Prat compris dans le périmètre du réseau de chaleur, aucun site industriel ne se trouve autour de l'hôpital où de la chaleur fatale pourrait être récupérée.

3.2.2 Récupération de chaleur sur les eaux usées

Le plan du réseau des eaux usées a été transmis par le Centre Hospitalier :

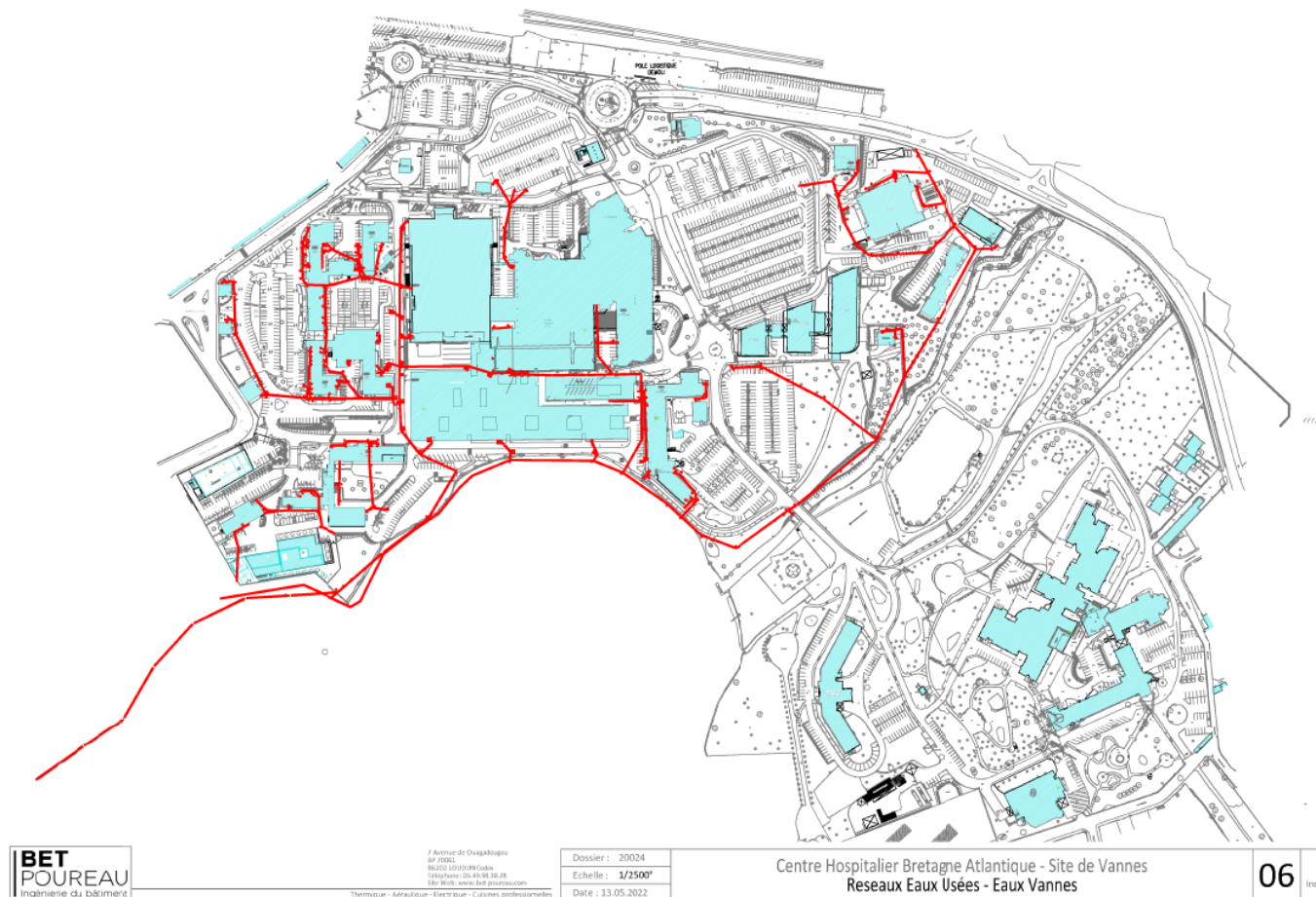


Figure 19 - Réseau des eaux usées sur le site

La récupération de chaleur sur les eaux usées peut se faire à travers des systèmes pouvant s'apparenter aux procédés Degrés Bleus de Suez ou Energido de VEOLIA, ou Onsen.

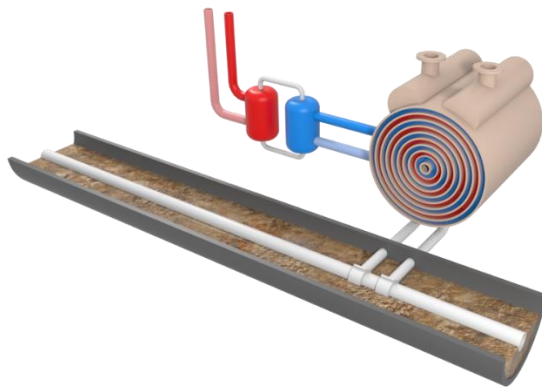


Figure 20: illustration du procédé Energido

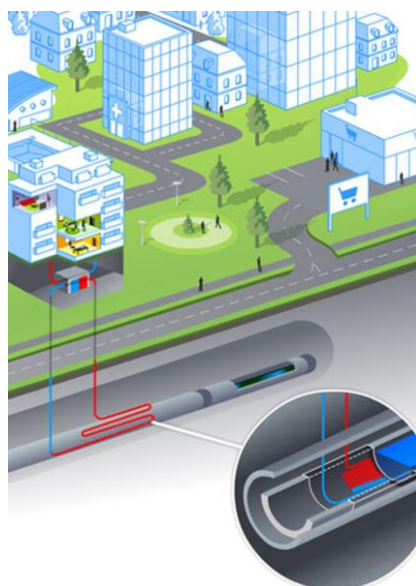


Figure 21: illustration du procédé "degrés bleus"

Le système de récupération est constitué d'un échangeur de récupération, d'une pompe à chaleur de réhausse de température et d'un réseau de distribution.

- ▶ L'échangeur devra obligatoirement être implanté proche du réseau de rejet des eaux usées où les calories seront ainsi récupérées.
 - Le groupe de récupération sera localisé de préférence à proximité de l'échangeur. Mais il pourra être installé dans d'autres locaux si nécessaire.
 - Cette technologie peut élever la température de l'eau du réseau jusqu'à 60°C. Ainsi ce système représente un appoint et ne peut remplacer les organes de production de chaleur.

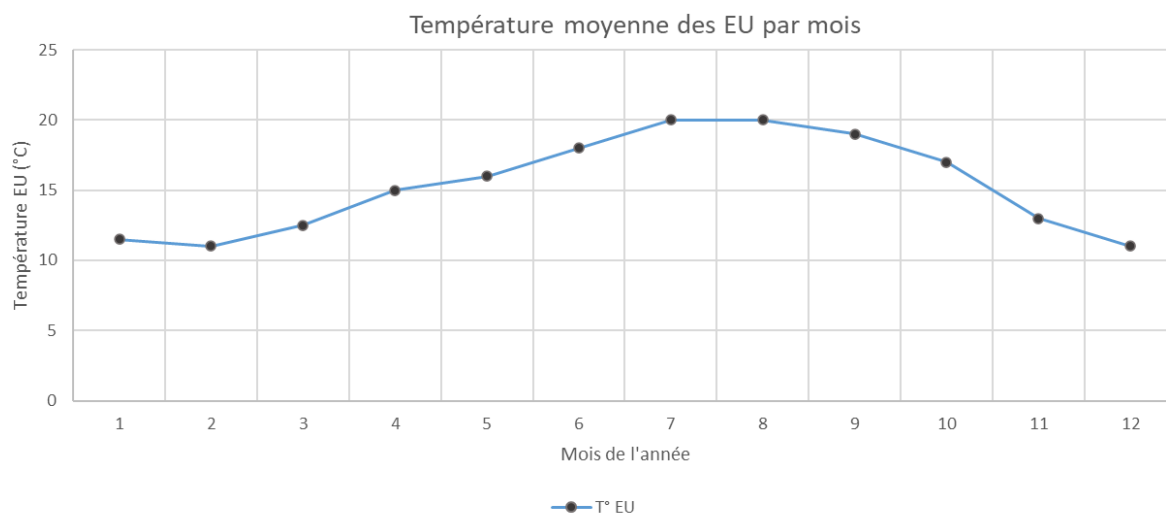
De plus, ces équipements requièrent un seuil de fonctionnement minimal de l'ordre de 40% de leur puissance nominale.

Afin d'estimer le volume d'énergie mobilisable, le débit et la température des eaux usées sont nécessaires.

A ce stade, BEST Energies n'a pas reçu de données ni sur la température de rejet, ni sur des mesures de débit des eaux usées.

Afin d'évaluer la ressource sans données, des profils de température et de débit ont été pris en hypothèse. Les températures utilisées proviennent d'un site de taille équivalente.

- Débit des eaux-usées de 5m³/h
- Température d'eau à 15°C en moyenne



A partir de ces données, il est possible d'évaluer la récupération d'énergie par an :

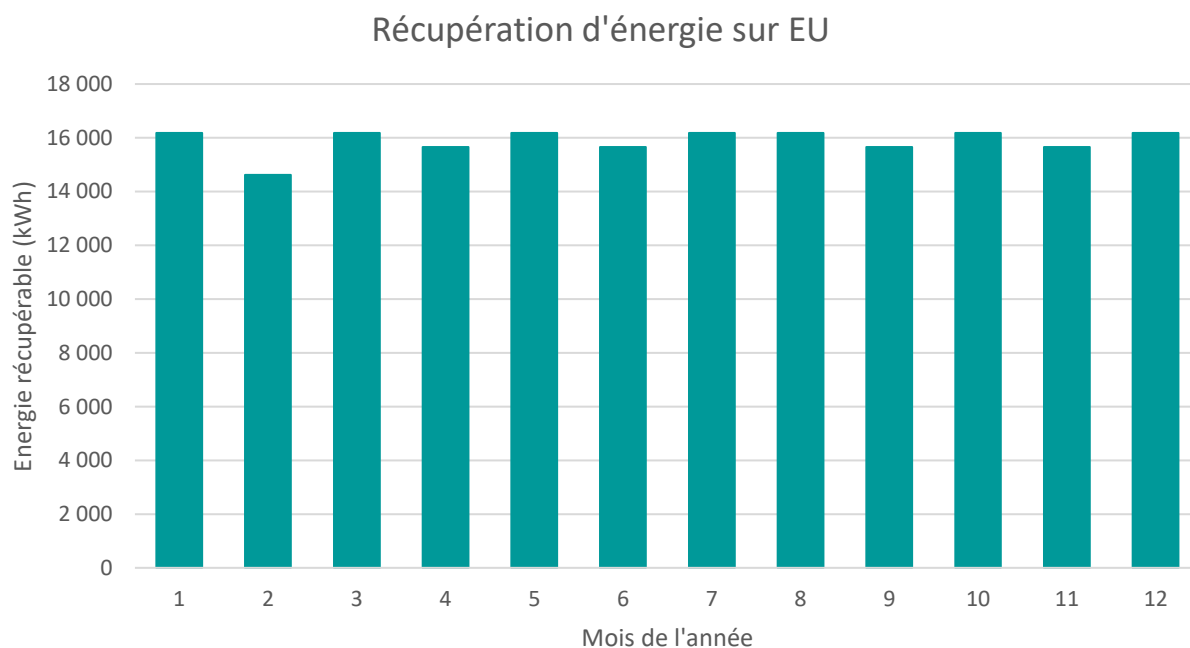


Figure 22 - Valorisation de l'énergie à partir des eaux usées

Puissance PAC installée (kW)	Energie récupérée (MWh)	COP
50	190,5	3

Comme expliqué ci-dessus, une pompe à chaleur devra être installée pour rehausser la température.

Finalement, avec les débits et températures prises en hypothèse, une pompe à chaleur de 50 kW devra être installée. **La valorisation de chaleur fatale est 191 MWh par an. Cela représente 1,5% des besoins du site.**

Au vu de la complexité de l'installation et de la valorisation de chaleur, l'investissement est trop important par rapport à l'économie réalisée.

Avec les hypothèses ci-dessous, **le temps de retour est à 50 ans** :

- ▶ Investissement : 400 000 €TTC
- ▶ Economie : 21 000 €TTC

A noter que le coût annoncé ne prend pas en compte l'acheminement de la chaleur récupérée vers le réseau technique existant.

3.2.3 Récupération de chaleur à partir des systèmes frigorifiques

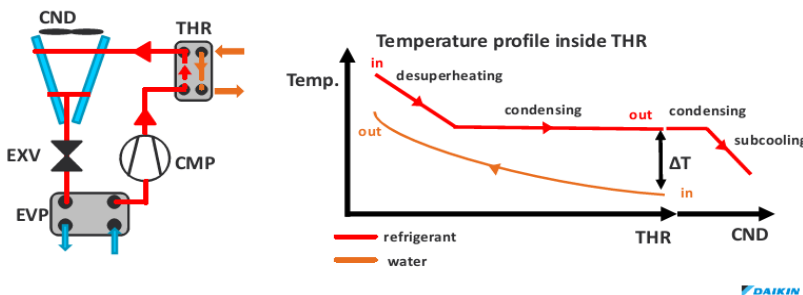
Des solutions de récupération de chaleur sont envisageables soit sur machine air-eau, via des échangeurs de récupération sur le fluide, soit sur machine eau/eau directement.

Il est possible de récupérer la chaleur rejetée au niveau des condenseurs soit :

- ▶ **En récupération totale** : 85% de la puissance récupérée avec des niveaux de température autour des 45°C. Il sera nécessaire d'investir dans une pompe à chaleur pour relever le niveau thermique à 60°C par exemple pour valoriser la chaleur récupérée.
- ▶ **En récupération partielle** : 15% de la puissance récupérée à un niveau de température plus élevé avoisinant 60°C.

RECUPERATION DE CHALEUR TOTALE

Avec l'option de recuperation de chaleur totale (OPT- 01), l'unité est équipée d'échangeurs à plaques (1 par circuit frigorifique) entre le refoulement des compresseurs et les batteries de condenseurs à air. Cette option permet de récupérer la majeure partie de la chaleur des phases de desurchauffe et de condensation.



Récupération de chaleur sur condenseurs à air

Avantage du montage en série d'échangeurs à plaque :

Possible de récupérer 80 à 85% de la chaleur rejetée

Modulation de la récupération de chaleur disponible par rapport au besoin calorifique, contrairement à un montage en parallèle

Figure 23 - Montage de récupération de chaleur totale sur groupe air-eau

Pour la récupération d'énergie à haute température, il est possible d'utiliser une pompe à chaleur qui relève le niveau thermique de la chaleur issue du condenseur de la machine frigorifique. Ces systèmes de récupération de chaleur en cascade présentent l'avantage de n'utiliser qu'une partie de la chaleur issue du condenseur sans en altérer les caractéristiques.

En effet diminuer les régimes de température au condenseur permet d'améliorer le rendement global de l'installation en optimisant l'efficacité de la machine frigorifique.

Il est indispensable néanmoins d'utiliser toute l'énergie dont le niveau de température a été augmenté dans la pompe à chaleur. Il serait en effet préjudiciable au COP d'élever le niveau thermique d'une partie de l'énergie pour ensuite l'évacuer au milieu ambiant.

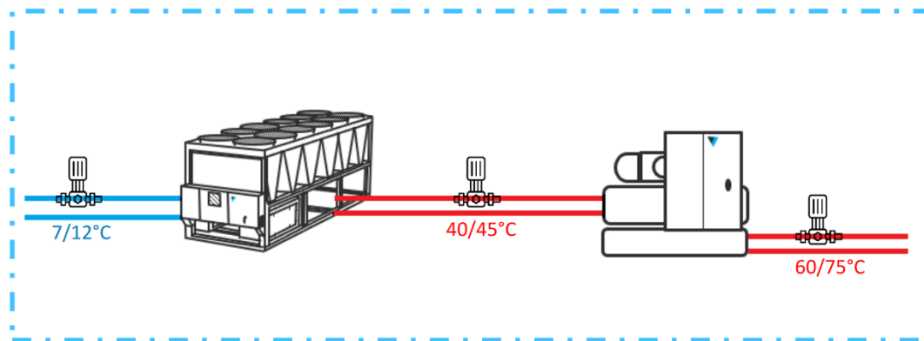


Figure 24 - Montage récupération sur groupe air-eau avec cascade PAC

Il est possible de valoriser cette chaleur soit sur les retours du réseau primaire chauffage/ECS, soit en préchauffage de la production ECS (si la température est suffisamment élevée).

L'architecture actuelle du réseau chauffage/ECS est telle que le réseau primaire au départ de la chaufferie centrale alimente chacun des bâtiments via un réseau de chaleur, avec présence en sous-station d'une bouteille de découplage et d'un échangeur ECS. La production ECS est donc généralement assurée par la chaufferie centrale.

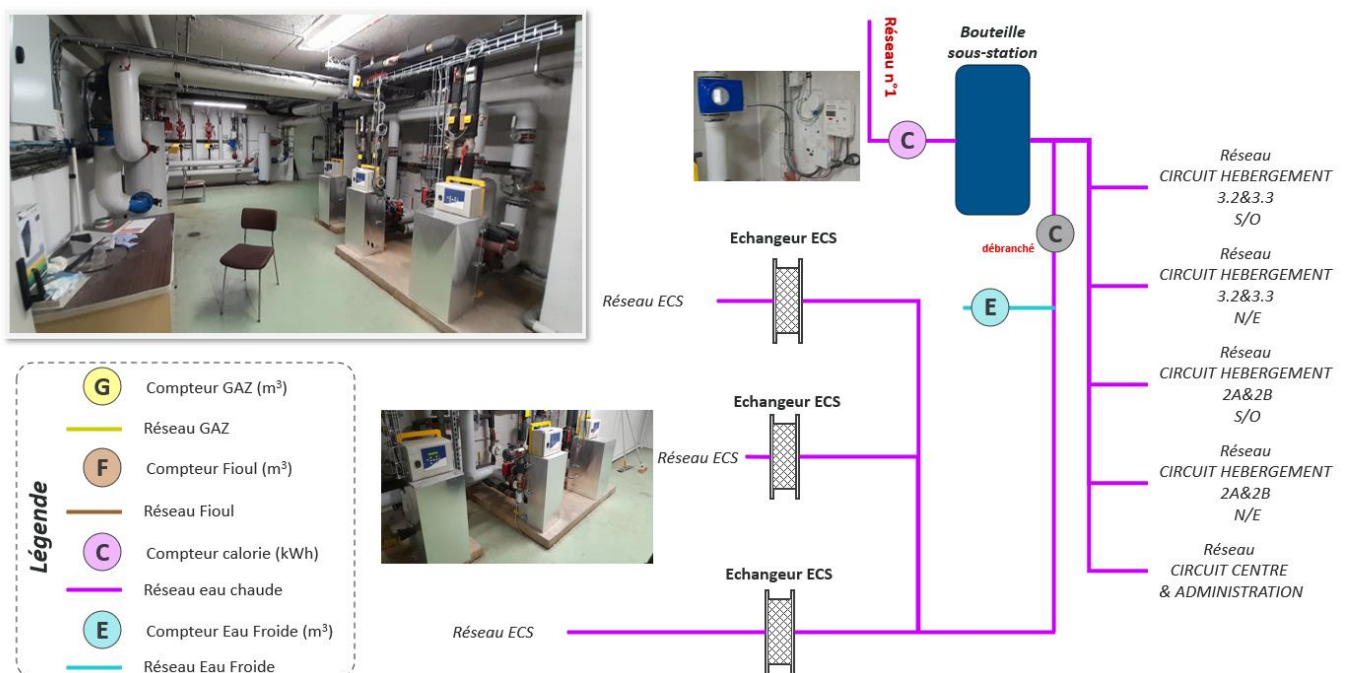


Figure 25 - Exemple de schéma de comptage pour une sous-station avec ECS

- Pour valoriser la chaleur des groupes froids en production ECS, il serait donc nécessaire de prévoir une pompe à chaleur pour rehausser les niveaux de température, et de créer un réseau de distribution depuis la production de froid centralisée vers les bâtiments ayant des besoins ECS importants à proximité.
- Pour valoriser la chaleur fatale sur les retours du réseau primaire, il serait également nécessaire de prévoir une pompe à chaleur. Des modifications en sous station dans le but d'abaisser les

températures de retour permettraient également d'optimiser cette valorisation (suppression des points de recyclage et/ou situations de débit constant).

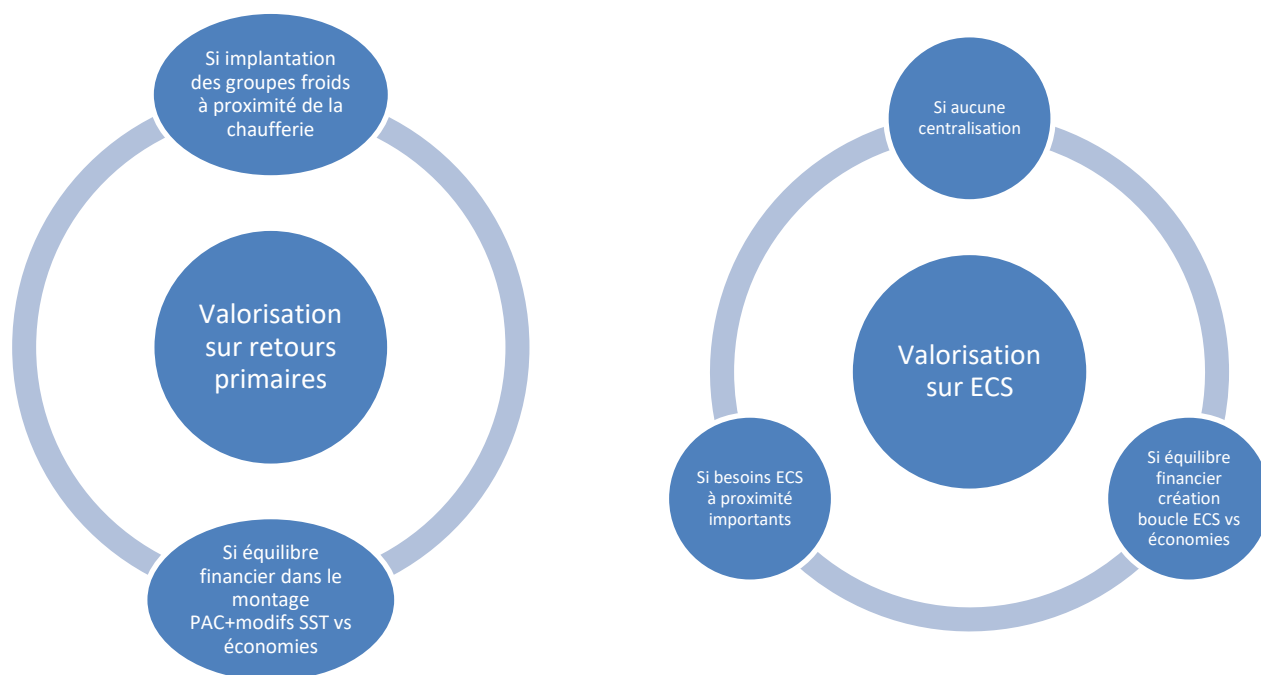


Figure 26 - Scénarios de valorisation de chaleur fatale

En résumé, la décision du Centre Hospitalier sur la centralisation de froid entraînera de fait le mode de valorisation de la chaleur fatale issue des groupes froids.

3.3 Solaire thermique et photovoltaïque

La mission proposée constitue une première approche de la solarisation sur le site du Centre hospitalier de Vannes. Elle ne peut être considérée comme une étude de faisabilité.

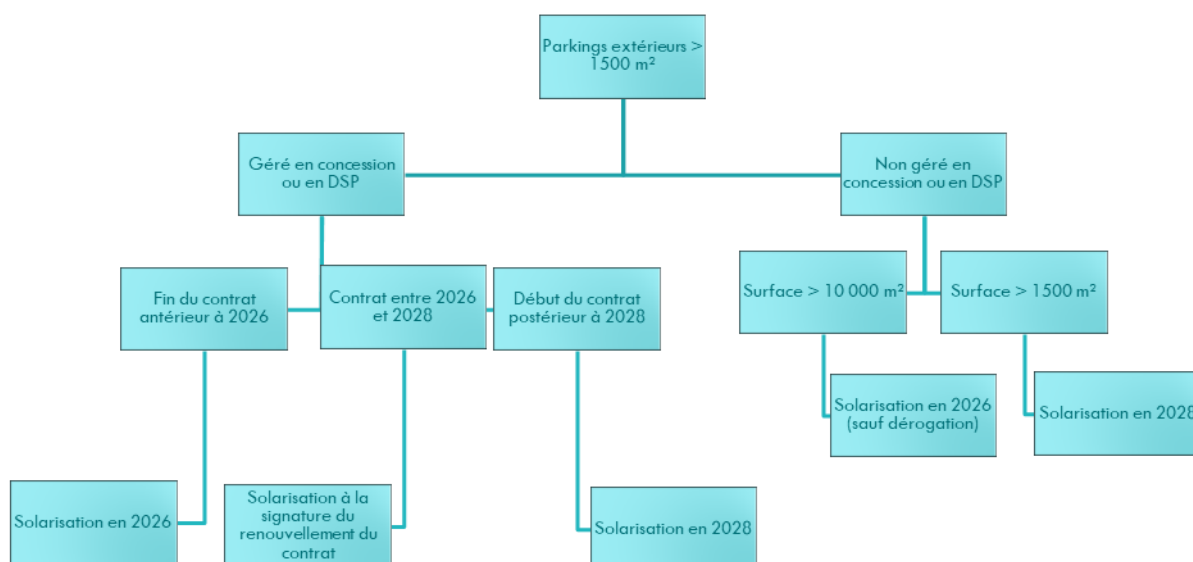
3.3.1 Rappel de la réglementation

Les dispositifs d'ombrage s'appliquant aux parcs de stationnement extérieurs sont soumis à obligation

Ces obligations sont issues de la loi Climat et résilience du 22 août 2021, codifiée aux articles L. 171-4 du code de la construction et de l'habitation et L. 111-19-1 du code de l'urbanisme.

Les ombrières photovoltaïques sont également concernées par la publication des textes d'application de l'article 40 de la loi relative à l'accélération de la production des énergies renouvelables (APER) du 10 mars 2023.

L'article 40 de la loi relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (dite « APER ») du 10 mars 2023 vise à mobiliser le gisement que représentent les parcs de stationnement extérieurs existants, en imposant à ceux d'une **superficie de plus de 1 500 m²** d'être équipés d'ombrières intégrant un procédé de production d'énergies renouvelables, sur au moins la moitié de leur superficie.



3.3.2 Parkings concernés par une solarisation

3.3.2.1 Exonération liée au SDIA

PARKING EXONERES LIES AU SDIA



Construction du parking silo



Construction du bâtiment Phare



Destruction du bâtiment 60-61

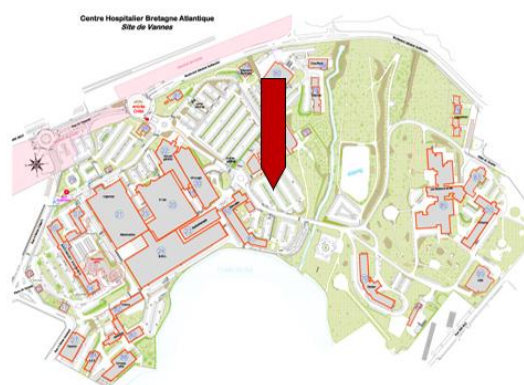


CAS D'EXONERATION	CRITERES D'EXONERATION	DEROGATION L. 111-19-1	DEROGATION ART. 40
Modifications planifiées	<ul style="list-style-type: none"> Lorsqu'une autorisation d'urbanisme prévoyant la transformation ou la suppression du parc a été délivrée avant le 1er juillet 2023 Lorsqu'une dérogation temporaire a été délivrée par le préfet (5 ans maximum) au motif que la transformation ou la suppression du parc est prévue par une opération d'aménagement (OAP, ZAC etc.) 	Exonération totale	Oui

3.3.2.2 Autres parkings



Parking considéré



Localisation du parking

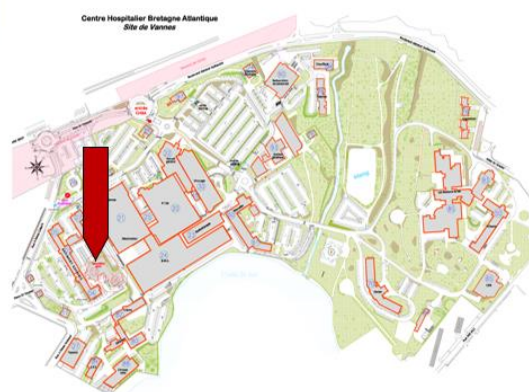
Caractéristiques	
Surface	4500 m ²
Obligation de solarisation	Oui
Hypothèse de surface solaire	2300 m ²

BESTENERGIES



Parking considéré

Bâtiment détruit



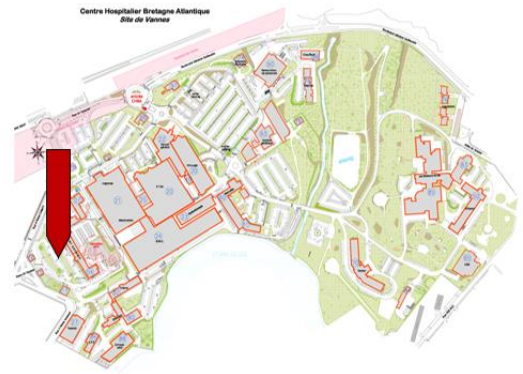
Localisation du parking

Caractéristiques	
Surface	4300 m ²
Obligation de solarisation	Oui
Hypothèse de surface solaire	2200 m ²

BESTENERGIES



Parking considéré



Localisation du parking

Caractéristiques	
Surface	5570 m ²
Obligation de solarisation	Non (Façades ABF)
Hypothèse de surface solaire	



3.3.2.3 Périmètre final

Concernant les 2 parkings assujettis à la solarisation, ils ont pour surface assujettie :

- ▶ Parking n°1 : 4500 m²
- ▶ Parking n°2 : 4300 m²

Ainsi ces parkings ont pour obligation la **mise en place sur la moitié de la superficie d'ombrières** intégrant un procédé de production d'énergies renouvelables

A la connaissance de BEST Energies, les parcs existants ne sont pas gérés en concession ou délégation de service public.

Puisque les deux parcs de stationnement ont une surface totale inférieure à 10 000 m², l'entrée en vigueur est au **1er juillet 2028**.

3.3.3 Solarisation du bâtiment Phare

Hypothèses liées aux documents du bâtiment Phare :

- ▶ 9000 m² de toiture
- ▶ 50% de solarisation
- ▶ Orientation des panneaux Sud-Est

3.3.4 Choix de panneaux solaires thermiques ou photovoltaïques

La mise en place de solaire thermique sert usuellement à un appoint dimensionné sur l'été. Dans le cas du centre hospitalier cela représente les besoins d'eau chaude sanitaire du site.

L'analyse de l'existant a retenu :

- ▶ Une production d'eau chaude sanitaire en instantanée dans les sous-stations
- ▶ Une volonté de mise en place d'une énergie renouvelable sur la production de chaleur du site
- ▶ Une situation électrique tendue
- ▶ Une hypothèse de centralisation de froid entraînant une consommation électrique importante en un point du site.

Ce constat justifie le conseil de valoriser les surfaces avec des panneaux solaires photovoltaïques pour produire de l'électricité à partir d'une énergie renouvelable.

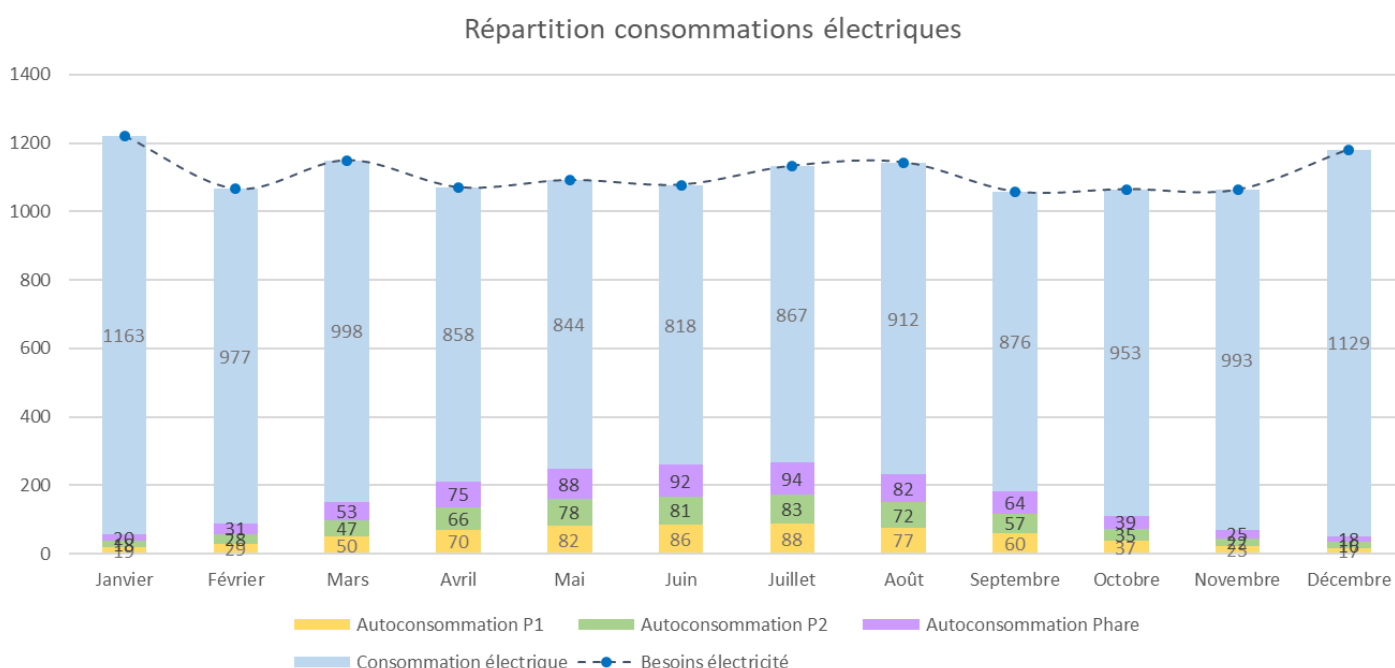
Le solaire thermique passant après le réseau de chaleur dans la démarche EnR Choix, cela conforte le choix de la valorisation solaire photovoltaïque.

Dans la suite de cette partie, il est supposé la mise en place de panneaux photovoltaïques sur les surfaces identifiées.

3.3.5 Energie récupérable

Pour connaître l'énergie solaire récupérable, les données d'irradiation du lieu et des heures d'ensoleillement ont été analysés.

Pour les ombrières, leur angle d'inclinaison a été choisi à 10°. Pour les panneaux en toiture, un angle de 36° a été choisi.



Les trois installations cumulées permettent de produire 14% de la consommation électrique totale du site soit 1925 MWh. Au vu de ce pourcentage, il a été fait comme hypothèse une autoconsommation de la totalité de la production.

Les données synthétiques sont :

Consommation énergie solaire		Parking n°1 (Administration)	Parking n°2 (Pavillons)	Bâtiment Phare	Total
Autoconsommation	Energie récupérable	640	603	682	1925 MWh/an
	Part de la conso totale	5%	4%	5%	14%
	Elec autoconsommée	640	603	682	1925 MWh/an

3.4 Géothermie

Les éléments présentés ci-dessous sont une synthèse du rapport annexe établi par Geothermaq.

La ressource géothermique a été étudiée sous deux aspects :

- ▶ Ressource du sol pour produire du chaud et du froid
- ▶ Ressource pour produire uniquement du froid

3.4.1 Production de chaud et froid

Le rapport de Geothermaq montre la possibilité d'utiliser de la géothermie sur champs de sondes (60) d'une profondeur de 150 mètres, 1 PAC réversible de 350kW puissance frigorifique et puissance calorifique de 666 kW pour couvrir 30.6% des besoins en chauffage et 40.2% des besoins en rafraichissement.

Ce scénario est limité à la réglementation de la géothermie de minime importance, où l'un des critères est que la puissance échangée avec le sous-sol ne dépasse pas 500 kW.

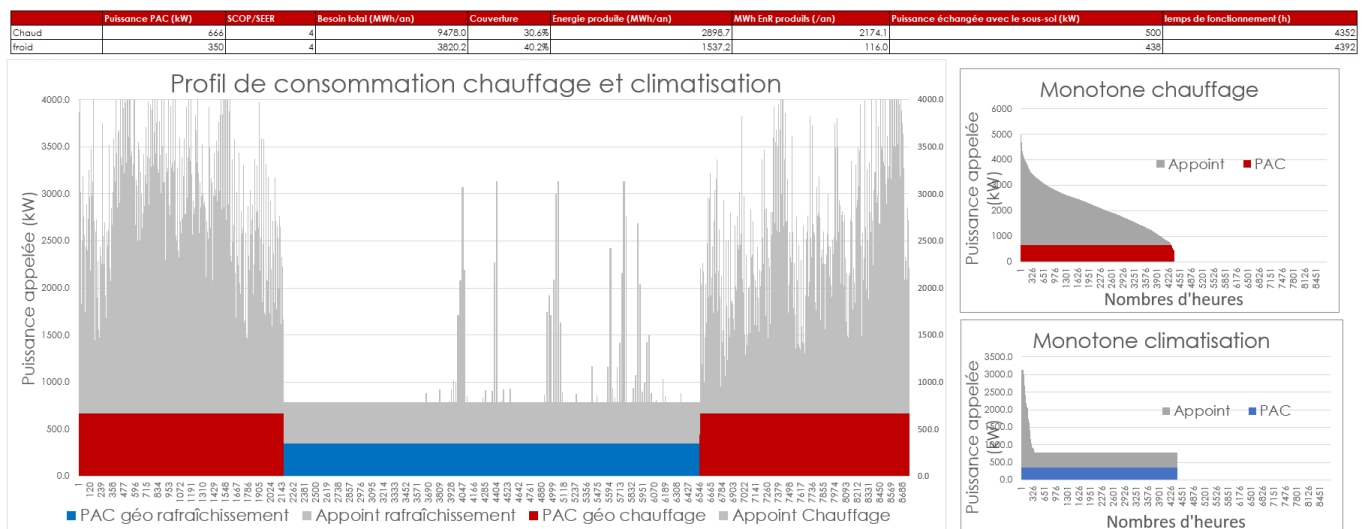


Figure 27 - Production de chaud et froid par la géothermie

Pour l'implantation des 60 sondes, un foncier de 11 000 m² minimum est nécessaire pour l'implantation des sondes.

Un exemple d'implantation a été réalisé sous le futur bâtiment Phare :

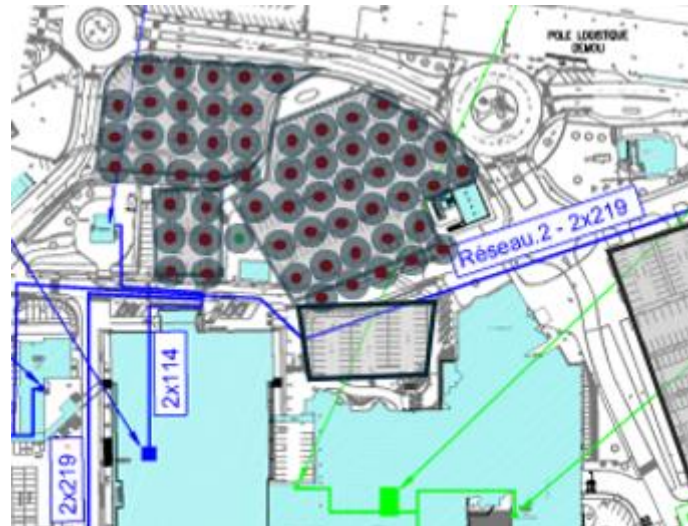


Figure 28 - Hypothèse d'implantation des 60 sondes

3.4.2 Production de froid

Puisque le futur réseau de chaleur est une ressource prioritaire pour la production de chaleur, un scénario a été réalisé pour la production de froid seule.

En effet, produire de la chaleur avec la géothermie au détriment du réseau entrainerait une fragilité économique et technique pour le réseau de chaleur.

Toujours en respectant la réglementation GMI, on obtient une utilisation de la géothermie sur champs de sondes (315) d'une profondeur de 150 mètres et 1 PAC de 240 kW puissance frigorifique pour couvrir 29% des besoins en rafraîchissement.

Scénario limité à la réglementation de la géothermie de mine importance, où l'un des critères est que la puissance échangée avec le sous-sol ne dépasse pas 500Kw.

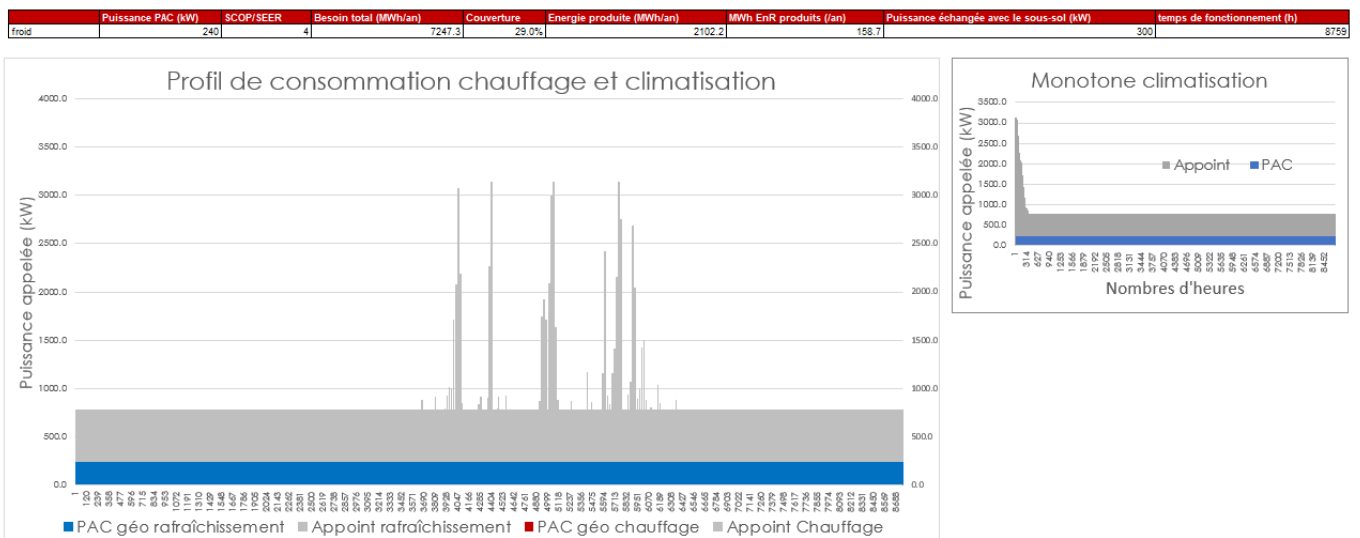


Figure 29 - Production de froid via la géothermie

L'impact foncier de 315 sondes est autour de 58 000 m². Cette surface est beaucoup trop importante pour le centre hospitalier. Cela permet de couvrir uniquement 30% des besoins de froid.

Pour rappel, les opérations éligibles pour la distribution de froid sont les réseaux pour lesquels une alimentation globale d'au minimum **50 % d'Energie Renouvelable et de Récupération (EnR&R)** est visée.

Pour d'une part atteindre ce seuil de 50% et diminuer la surface nécessaire, il est primordial de puiser les calories plus profondément dans le sol.

On quitte dans ce cas la réglementation GMI pour rentrer dans le code minier avec pour conséquences :

- ▶ Un suivi administratif plus lourd
- ▶ Des délais rallonger (attentes d'autorisation de minimum 1 an)
- ▶ Des coûts d'investissements plus lourds pour les forages.

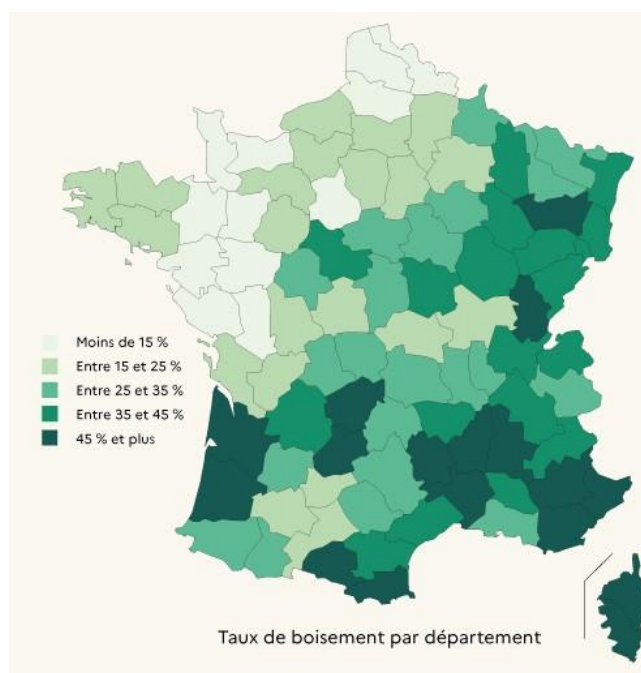
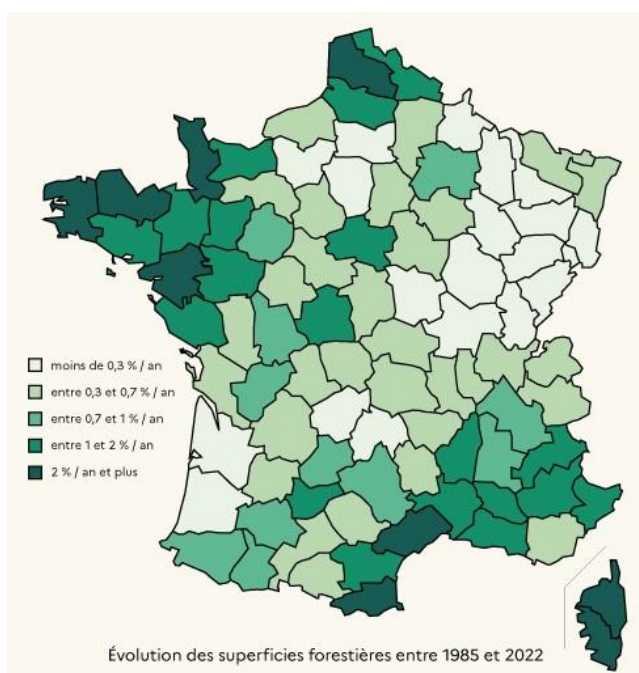
Remarque : L'étude du réseau de chaleur a écarté la solution géothermie malgré une implantation de la chaufferie sur le site de l'hôpital.

3.5 Biomasse

3.5.1 Ressources régionales

3.5.1.1 Potentiel forestier

La France est un pays où le potentiel forestier augmente constamment. La Bretagne est une région présentant un fort potentiel avec un taux de boisement de l'ordre de 15%. Le graphique ci-dessous rend compte de l'évolution des surfaces forestières en Bretagne entre 1975 et 2007 :

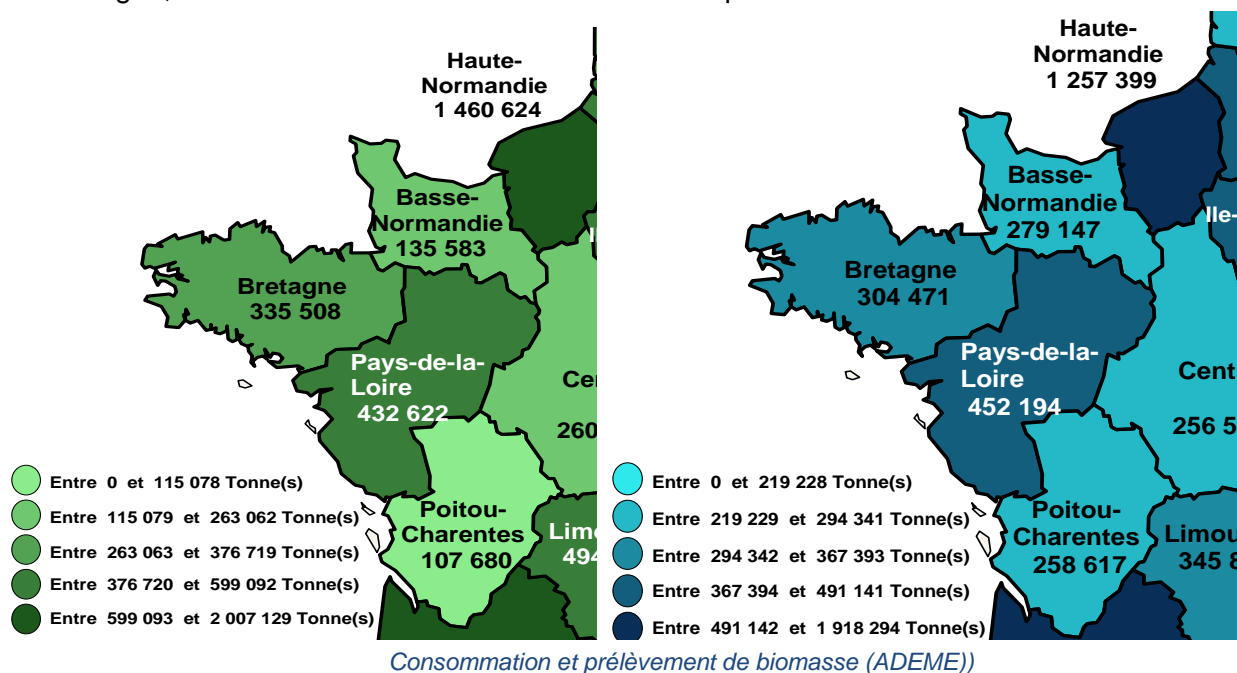


Le Morbihan dispose d'une augmentation de sa superficie forestière au-dessus de la moyenne française.

3.5.1.2 Organisation de la filière bois en Bretagne, Pays de la Loire et Normandie

Selon les prévisions de l'association AILE (animation de la filière bois énergie en Bretagne), la consommation de bois en plaquettes pourrait doubler, voire tripler en Bretagne à court terme.

En 2018, en pays de la Loire, la consommation de bois pour les installations Fonds Chaleur et cogénération biomasse supérieure à 100 tep/an était de 432 622 tonnes pour 452 194 tonnes prélevés. En Bretagne, la consommation était de 335 508 tonnes pour 304 471 tonnes.



Les différentes filières d'approvisionnement sont relativement bien structurées.

3.5.1.3 Disponibilité de la matière première en Bretagne

En région Bretagne, la consommation de bois en chaufferies, était de 524 000 tonnes en 2019, avec une évolution dans le temps et par secteur présentée ci-dessous :

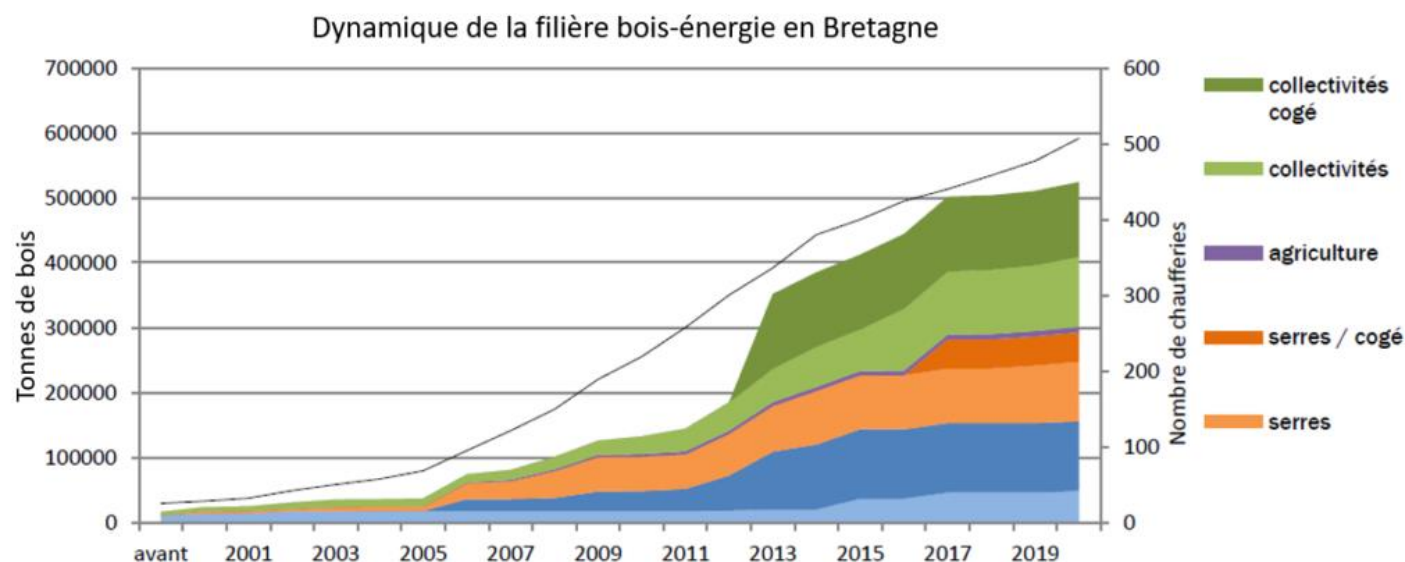


Figure 30 - Evolution de la consommation bois annuelle (AILE)

L'augmentation de la consommation de bois, selon le prévisionnel établi sur les études en cours, est considérable notamment pour les collectivités et les industries (mise ne service ces dernières années de 4 chaufferies en industrie agroalimentaire représentant 56 000 tonnes de bois et de la cogénération bois CRE 3 à Rennes représentant une consommation de 115 5000 tonnes).

Le gisement en bois énergie à l'échelle régionale est estimé à environ 620 000 tonnes de bois par an. L'origine du bois consommé dans les chaufferies en Bretagne est répartie de la manière suivante :

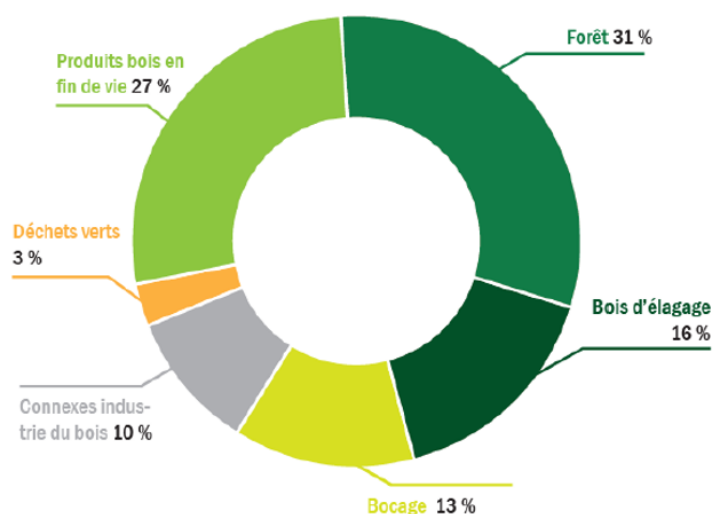


Figure 31 - Origine du bois dans les chaufferies en Bretagne (2019 - AILE)

3.5.2 Fournisseurs

Il est possible de se fournir auprès de fournisseurs tel que :

Fournisseur	Localisation plateforme	Métier principal
Scic Argoat Bois energie	56178 QUESTEMBERG	Exploitation/commercialisation de Bois énergie
Nass&Wind Bois Energie	56100 LORIENT	Exploitation/commercialisation de Bois énergie
Glazik bois énergie	Briec	Exploitation/commercialisation de Bois énergie
Scic Energie bois Sud Cornouaille	lieu dit Guidic, Mellac	Exploitation/commercialisation de Bois énergie
Scic Energie bois Sud Cornouaille	lieu-dit Kerimel, Moëlan sur Mer	Exploitation/commercialisation de Bois énergie
Scic Coat Bro Montroulez	Pleyber Christ	Exploitation/commercialisation de Bois énergie
Scic Coat Bro Montroulez	plougonven	Exploitation/commercialisation de Bois énergie
Scic Energie bois Sud Cornouaille	lieu-dit Kerdaner, Rosporden	Exploitation/commercialisation de Bois énergie
Scic Energie bois Sud Cornouaille	scaer (GF Inam)	Exploitation/commercialisation de Bois énergie
Scic Energie bois Sud Cornouaille	lieu-dit Kervon, Scaër	Exploitation/commercialisation de Bois énergie
PAPREC	Ergué-Gabéric	Opérateur traitement déchets
SARL Bois Services	Gouesnou Kergaradec	Opérateur traitement déchets
Les Recycleurs bretons	GUIPAVAS	Opérateur traitement déchets
Veolia	Milizac	Opérateur traitement déchets
SARL Bois Services	Ploudaniel, mescoden	Opérateur traitement déchets
SARL Bois Services	Morlaix - Keriven	Opérateur traitement déchets
Bleu Vert	PEUMERIT	Opérateur traitement déchets
Guyot Bois Energie	locmaria Berrien	Opérateur traitement déchets /commercialisation de Bois énergie

Valoribois	zone artisanale Breignou Koz, 29860 BOURG BLANC	Prestation de service (élagueur, ETA ,ETF)
Adel Services	Plonéour-Lanvern	Prestation de service (élagueur, ETA ,ETF)
SOS elagage	plouedern	Prestation de service (élagueur, ETA ,ETF)
MSV	Plouneventer	Prestation de service (élagueur, ETA ,ETF)
Valoribois	Hent Kervrahu, 29000 Quimper	Prestation de service (élagueur, ETA ,ETF)
SARL JK NEGOCE	St Renan	Prestation de service (élagueur, ETA ,ETF)
Jacques Riou	Telgruc-sur-Mer	Prestation de service (élagueur, ETA ,ETF)
La Serpe		Prestation de service (élagueur, ETA ,ETF)
AproBois	Carhaix-Plouguer	Scierie

La liste est non exhaustive.

3.5.3 Besoins du Centre Hospitalier

Dans l'hypothèse d'un dimensionnement de chaudière biomasses sur le site de Vannes, le taux EnR pourrait atteindre 90%.

Avec une puissance installée de 3 MW en biomasse, cela représente une consommation biomasse de 5125 tonnes annuelles.

La chaufferie biomasses utiliserait du bois déchiqueté.

Il apparait que la fraction ligneuse des déchets verts peut-être toutefois impropre à la combustion, en effet ce type de combustible se caractérise généralement par un fort contenu en azote et une production de cendres très importante.

Le contenu en azote déterminera la production de NOx dont les émissions sont limitées notamment pour les Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE). Une production de cendre importante est source d'un encrassement rapide des installations, et même si les chaudières biomasses modernes sont équipées de système de décendrage automatique et de ramonage automatique, ces systèmes fonctionnent pour des taux de cendres faibles (2 à 4%) alors que la production de cendres des déchets verts est plutôt de 7%. Avec ces valeurs il est nécessaire d'arrêter très régulièrement la chaudière pour procéder à son nettoyage.

Il est donc nécessaire en premier lieu de procéder à des analyses de combustion permettant de caractériser la qualité du combustible.

Il sera apporté une vigilance importante à la granulométrie du combustible retenu pour le rendre compatible avec les contraintes des chaudières, particulièrement sur les chaudières de petites puissances (< 300 kW).

À titre d'information, le tableau suivant fournit les classes de granulométrie du combustible selon la norme ISO 17 225-4 pour les plaquettes bois :

	Fraction principale (minimum 60% en masse), mm	Fraction fine, % en masse (<3,15 mm)	Fraction grossière, % en masse (longueur de particule, mm)	Longueur maximal des particules, mm	Aire maximale de la section transversale de la fraction grossière cm ²
P16S	3,15 mm < P ≤ 16 mm	≤15%	≤6% (<31,5 mm)	≤ 45 mm	≤ 2 cm ²
P31S	3,15 mm < P ≤ 31,5 mm	≤10%	≤6% (<45 mm)	≤ 150 mm	≤ 4 cm ²
P45S	3,15 mm < P ≤ 45 mm	≤10%	≤10% (<63 mm)	≤ 200 mm	≤ 6 cm ²

À titre d'information, le tableau suivant fournit les spécifications des classes de plaquettes de bois selon la norme européenne ISO 17 225-4:

	Classes de propriété, méthode d'analyse	Unité	A		B	
			1	2	1	2
Normative	Origine et source, ISO 17225-1		1.1.1 Arbres entiers sans racines 1.1.3 Grumes 1.1.4 Rémanents forestiers 1.2.1 Sous-produits du bois non traités chimiquement	1.1.1 Arbres entiers sans racines 1.1.3 Grumes 1.1.4 Rémanents forestiers 1.2.1 Sous-produits du bois non traités chimiquement	1.1 Bois de forêt, de plantation et autres bois vierges 1.2.1 Sous-produits du bois non traités chimiquement	1.1 Bois de forêt, de plantation et autres bois vierges b 1.2 Produits dérivés et sous-produits de l'industrie de transformation du bois 1.3.1 Bois usagé non traité chimiquement
	Granulométrie, P ISO 17827-1	mm	à sélectionner à partir du tableau précédent		à sélectionner à partir du tableau précédent	
	Humidité, M, ISO 18134-1, ISO 18134-2	% en masse	M10 ≤ 10 M25 ≤ 25	M35 ≤ 35	Valeur maximale à mentionner	
	Cendres, A, ISO 18122	% sur masse sèche	A1.0 ≤ 1,0	A1.5 ≤ 1,5	A3.0 ≤ 3,0	
	Masse volumique apparente, BD, ISO 17828	kg/m3 apparent à réception	BD150 ≥ 150 BD200 ≥ 200 BD250 ≥ 250	BD150 ≥ 150 BD200 ≥ 200 BD250 ≥ 250 BD300 ≥ 300	Valeur minimale à mentionner	
	Azote, N, ISO 16948	% sur masse sèche	Sans objet	Sans objet	N1.0 ≤ 1,0	
	Soufre, S, ISO 16994	% sur masse sèche	Sans objet	Sans objet	S0.1 ≤ 0,1	
	Chlore, Cl, ISO 16994	% sur masse sèche	Sans objet	Sans objet	Cl0.05 ≤ 0,05	

L'acheminement du combustible se ferait par camion de 90 m³. Au plus haut des besoins en saison de chauffe, 7 camions par semaines seraient nécessaires.

3.6 Cogénération

Le Centre Hospitalier de Vannes disposait d'une cogénération qui a été déposée en 2009. Les régimes de températures du réseau n'était pas adapté à un bon fonctionnement de la turbine.

Les systèmes de cogénération sont de moins en moins utilisés en France. La revente de l'électricité produite a été abaissée de 40 à 50€HT du MWhe.

De plus l'entretien de la turbine représente un coût très élevé à réaliser.

3.7 Synthèse de l'étude de ressource

Ressources		Energie valorisable	Avantages	Inconvénients
Réseau de chaleur		100% des besoins de chaleur	<ul style="list-style-type: none"> • Priorisé par la démarche EnR Choix de l'ADEME • Chaleur produite par 92% d'énergie renouvelable • Pas d'investissement lourd à porter par le Centre Hospitalier 	
Chaleur fatale	Récupération sur EU	1,5% des besoins de chaleur		<ul style="list-style-type: none"> • Valorisation très faible par rapport aux besoins du site • Investissement lourd
	Récupération sur production de froid	Dépend du scénario choisi	<ul style="list-style-type: none"> • En cas de centralisation permet une récupération plus importante de chaleur est centralisée • Récupération de chaleur subventionnée par les CEE 	<ul style="list-style-type: none"> • En cas de production décentralisée, moins d'énergie récupérable localement et coûts supplémentaires pour approvisionner la chaleur récupérée jusqu'aux sous-stations
Solaire	Photovoltaïque		<ul style="list-style-type: none"> • Production d'électricité renouvelable sur site • Permet de répondre aux obligations réglementaires 	<ul style="list-style-type: none"> • Surface nécessaire importante
	Thermique	Priorisation à la production d'électricité	<ul style="list-style-type: none"> • Permet de répondre aux obligations réglementaires 	<ul style="list-style-type: none"> • Les besoins de chaleur seront produits par une énergie renouvelable • Diminution de la surface disponible pour la production d'électricité
Géothermie		40% de chaleur renouvelable 30% de froid renouvelable	<ul style="list-style-type: none"> • Production d'énergie renouvelable en chaud et en froid • Maintenance facilitée 	<ul style="list-style-type: none"> • Puisque le réseau de chaleur est en bonne voie de se concrétiser, aucune subvention ne sera apportée par l'ADEME • Investissements lourds pour une production d'énergie renouvelable significative • Pour la production de chaleur, la géothermie permet difficilement de répondre aux exigences de haute température sans impacter le coût de la solution
Biomasse		90% des besoins de chaleur	<ul style="list-style-type: none"> • Permet de répondre aux exigences de haute température du site 	<ul style="list-style-type: none"> • Puisque le réseau de chaleur est en bonne voie de se concrétiser, aucune subvention ne sera apportée par l'ADEME
Cogénération				<ul style="list-style-type: none"> • Coûts d'entretien élevés • Ancienne cogé a été déposée en 2009 • Coût de rachat de l'électricité abaissé par EDF --> baisse de la rentabilité

4 Scénarios

4.1 Situation de référence

Le scénario de référence prend en compte l'état actuel afin de comparer les scénarios d'énergie renouvelable proposés.

Il prend en compte :

- La production de chaleur via la chaufferie centrale au gaz
- La production de froid décentralisée via des groupes d'eau glacée
- L'Alimentation électrique par le réseau HT Enedis

Besoins énergétiques de référence

Pour l'ensemble des scénarios, les coûts énergétiques et les taux de couverture EnR sont calculés à partir des besoins de référence :

- 12 416 MWh de chaleur soit 14 980 MWhPCS de gaz
- 12 645 MWhélectrique

Bilan environnemental

Les émissions de gaz à effet de serre sont mesurées en CO₂ équivalent. Cette unité permet comparer les émissions de divers gaz à effet de serre sur la base de leur potentiel de réchauffement global (PRG). Ainsi une mesure d'émissions en CO₂e équivaut au même effet sur le climat en termes de réchauffement.

Dans le cas de notre étude, nous prendrons pour hypothèses :

Type d'énergie	gCO ₂ eq/kWh d'énergie finale PCI
Electricité autres usages	64
Gaz méthane (naturel) issu des réseaux	227

Les émissions de CO₂e des différents scénarios sur une année sont les suivantes :

Scénario	Emissions totales en tonnes CO ₂ eq
REFERENCE	4210

Approche économique

Pour réaliser le bilan financier d'une installation thermique, les postes de dépenses suivants sont considérés :

- P1 : les coûts énergétiques des combustibles,
- P2 : la conduite et les coûts de maintenance,
- P3 : le gros entretien et le remplacement de pièces,
- P4 : l'amortissement des investissements.

Le tableau ci-dessous présente les coûts énergétiques ainsi que les taux d'inflation considérés pour la présente étude, dans le cas du scénario de référence et des scénarios d'énergie renouvelable.

Energie	Coût (€ HT/MWh)	Taux d'augmentation annuelle (%)
Gaz	92	3,5 %
Electricité	170	3,5 %

Le tableau ci-dessous détaille les budgets d'investissement pour le remplacement des installations de chaud et de froid :

Sur l'ensemble du site, quelques installations de production de chaleur ou de froid sont vieillissantes et leur renouvellement sera nécessaire dans les prochaines années. Il a donc été considéré, afin de comparer équitablement les solutions, un renouvellement des équipements pour la solution actuelle :

Poste	€HT	Année de réalisation
Remplacement des chaudières GAZ	430 000	2026
Remplacement des groupes froids	2 850 000	Étalé de 2025 à 2039

Pour rappel, les éléments présentés à cette phase sont des budgets. La phase 5 de l'étude permettra d'affiner les coûts du scénario retenu.

Des subventions avec les Certificats d'économie d'énergie (CEE) ont également été prises en compte.

Les fiches concernées sont :

- ▶ BAT-TH-102 : Chaudière type basse condensation
- ▶ BAT-TH-134 : Système de régulation sur un groupe de production de froid permettant d'avoir une haute pression flottante (Si régulation externe adaptée)
- ▶ BAT-TH-145 : Système de régulation sur un groupe de production de froid permettant d'avoir une basse pression flottante (Si régulation externe adaptée)
- ▶ BAT-TH-112 : Système de variation électronique de vitesse sur moteur asynchrone

Le coût du MWh cumac est pris en hypothèse à 7 €/MWh.

L'estimation des subventions CEE mobilisables est :

Subventions	€HT
CEE Froid	70 000
CEE Chaudières gaz	290 000

Coût global des frais de fonctionnement

Poste	€HT/an
Facture énergétique (P1)	3 530 000
Coût d'exploitation (P2 + P3)	590 000
Financement avec subventions (P4)	220 000

Pour les coûts d'exploitation, il a été considéré 4 ETP pour la maintenance des installations de chaud, de froid et d'électricité. Est ajouté à ce coût la part P3.

Décret tertiaire

Afin d'étudier l'impact de l'étude sur les objectifs du décret tertiaire, les éléments de référence ont été transmis par le Centre Hospitalier :

- **Référence** : ratio de consommation de 265.1 kWh/m²

Concernant les objectifs pour 2030 et 2040, la consommation du site doit diminuer

Pour respecter cette réglementation, deux types d'objectifs ont été définis :

- Les objectifs en valeurs relatives (-40 % en 2030, -50 % en 2040, -60 % en 2050 par rapport à une année de référence comprise entre 2010 et 2019)
- Les objectifs en valeurs absolues.

Concernant les valeurs absolues :

« Sous-catégorie "Centres hospitaliers – Blocs opératoires (blocs opératoires programmés et blocs opératoires d'urgence)" »
(NAF : Section Q – Activités hospitalières – code 86.10Z)

Composante CVC en kWh/m²/an	Zones Climatiques													
	H1a	H1b	H1c	H2a	H2b	H2c	H2d	H3	Guyane	Guadeloupe	Martinique	Mayotte	Réunion	
Altitude < 400 m Référence 100 m	96	105	94	88	91	82	82	71	Définie par arrêté	Définie par arrêté	Définie par arrêté	Définie par arrêté	Définie par arrêté	
400 m ≤ Altitude < 800 m Référence 500 m	117	126	111		109	98	93	81	Définie par arrêté	Définie par arrêté	Définie par arrêté		Définie par arrêté	
800 m ≤ Altitude < 1200 m Référence 900 m		148	133			115	110	95			Définie par arrêté		Définie par arrêté	
1200 m ≤ Altitude < 1600 m Référence 1400 m		174	157			140	132	117					Définie par arrêté	
Altitude ≥ 1600 m Référence 1700 m			172			154	147	132						
Composante USE				USE étalon = 276 kWh/m²/an					Part_USE_variable = 0,89					
Type d'indicateur d'intensité d'usage	Indicateur d'intensité d'usage à renseigner par l'assujétti Valeur de référence associée à la USE étalon								Indicateur d'intensité d'usage étalon					
Indicateurs d'intensité d'usage temporels	Amplitude horaire annuelle blocs opératoires (h ouvrées/ an) Nb_h_ouvrées						8 760		Amplitude horaire annuelle étalon (h ouvrées/an) Nb_h_ouvréesétalon				8 760	
Indicateurs d'intensité d'usage surfaciques	Surface de plancher par bloc (m²/bloc opératoire) SDP_par_bloc						30		Surface de plancher par bloc étalon (m²/bloc opératoire) SDP_par_blocétalon				30	
	Taux d'utilisation (%) T_util						40		Taux d'utilisation étalon (%) T_utilétalon				40	
Formule de modulation en fonction du volume d'activité	USE modulé (kWh/m²/an) = USE étalon x (Nb_h_ouvrées/ Nb_h_ouvréesétalon) x [Part_USE_variable x (T_util / T_utilétalon) x (SDP_par_blocétalon / SDP_par_bloc) + (1-Part_USE_variable)] + 0,28 x CVC x (Nb_h_ouvrées - Nb_h_ouvréesétalon) / Nb_h_ouvréesétalon													

Nota : Nb_h_ouvréesétalon à 8760 h ouvrées/an correspond à 365 jours ouvrés en 24 h/24h.
La valeur de T_util varie entre 0 et 100.

Figure 32 - Valeurs absolues du décret tertiaire

La valeur absolue pour 2030 est de 367 kWh/m²

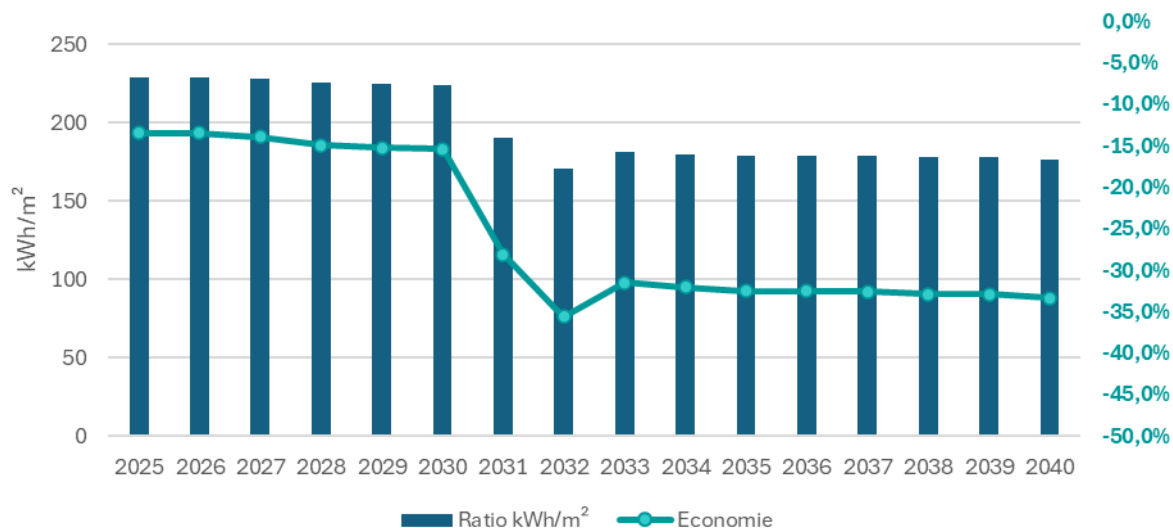
L'objectif relatif est à -40%. Ainsi la valeur relative à atteindre est de 159 kWh/m².

Puisque cette valeur est inférieure à la valeur absolue, l'objectif de 2030 correspond à la valeur absolue qui est déjà atteinte.

Pour 2040, les valeurs absolues n'étant pas parues, la valeur relative servira de base de comparaison.

Avec le scénario de référence, la baisse des consommations est estimée comme ci-dessous :

Economie d'énergie - Décret tertiaire



A noter qu'aucune réduction des besoins électriques n'a été estimée.

4.2 Scénarios d'énergie renouvelable

4.2.1 Prise en compte de la démarche EnR'Choix de l'ADEME

Cette phase doit respecter la démarche EnR'Choix de l'ADEME.



La mutualisation des moyens de production et de distribution de la chaleur sera donc prioritaire vis-à-vis des autres énergies renouvelables.

Ainsi, puisque **aucune subvention provenant du Fonds chaleur ne sera attribuée** à une solution autre que le réseau de chaleur, BEST Energies propose dans la suite de cette phase un unique scénario sur la production de chaleur à partir du réseau de chaleur de Vannes.

4.2.2 Coût des énergies

Concernant l'électricité, les factures 2025 transmises par le Centre hospitalier ont permis d'établir un coût de l'électricité de **170 €HT/MWhe**.

Concernant le gaz, les factures 2025 transmises par le Centre hospitalier ont permis d'établir un coût du gaz de **92 €HT/MWh**.

Pour le réseau de chaleur, les coûts utilisés sont ceux envoyés par l'agglomération de Vannes et utilisés dans les études du réseau de chaleur.

4.2.3 Scénarios proposés

Les critères de subvention expliqués dans le paragraphe ci-dessus nécessitent de considérer obligatoirement un raccordement au réseau de chaleur de l'agglomération de Vannes. Cela se justifie par une démarche environnementale et énergétique de valoriser la mutualisation d'énergie, mais également par une logique économique (absence de subvention pour toute autre EnR).

Ainsi dans le scénario ci-dessous, la chaleur sera produite à partir du RCU.

Concernant la production d'électricité avec le solaire photovoltaïque, la réglementation impose la présence de panneaux sur le nouveau bâtiment Phare et sur les ombrières des parkings ciblés. Ainsi cette production solaire sera prise en compte dans le scénario présenté ci-dessous.

Enfin, concernant la production de froid, la conclusion de la phase 1 permettait de montrer qu'un renouvellement des groupes froids est à prévoir dans les 10 prochaines années pour la majorité des installations.

De plus cela permettra d'effectuer un pôle énergie à proximité de la chaufferie centrale.

Le scénario d'énergie renouvelable prend donc en compte une centralisation du froid.

Au vu du coût de la solution géothermique pour produire 30% des besoins froids, cette solution n'a pas été prise en compte dans les scénarios présentés.

L'ensemble des scénarios prennent en compte l'évolution des besoins en chaud et froid jusqu'à 2040 présenté dans le paragraphe 2.

4.2.3.1 Scénario d'énergie renouvelable : RCU – Solaire photovoltaïque – Production de froid centralisée

Production de chaleur

Comme mentionnée dans l'étude de ressource, a minima une sous-station primaire devra se trouver dans la chaufferie centrale du Centre Hospitalier.

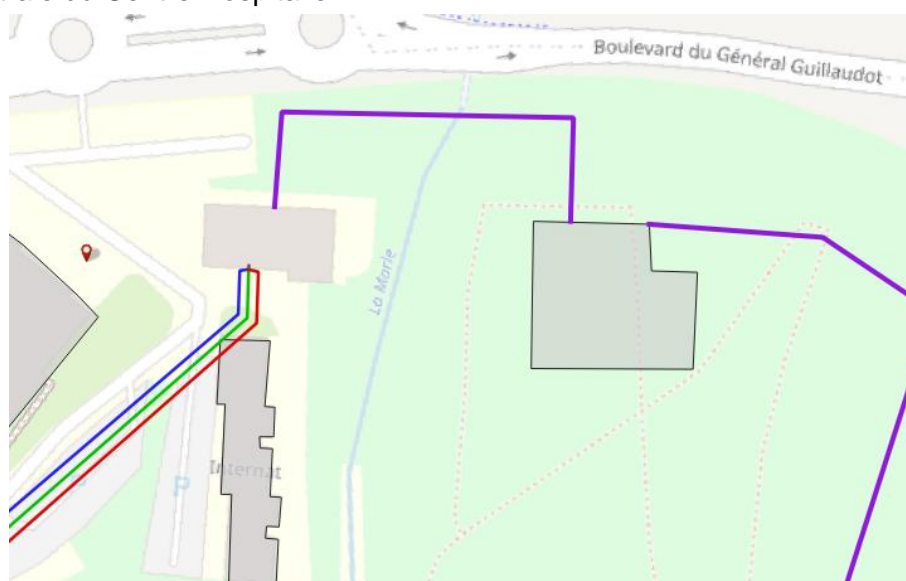


Figure 33 - Raccordement entre la chaufferie du réseau et la chaufferie de l'hôpital

Le mix énergétique sera celui du réseau de chaleur soit une couverture de 92% d'énergie renouvelable (biomasse).

Remarque : A été pris en hypothèse que l'étude de faisabilité du réseau que les chaudières gaz appartiendront au réseau. **Le coût R2 transmis doit donc comprendre l'entretien et le remplacement des chaudières à la charge du futur délégataire du réseau.**

Le paragraphe explicatif sur la démarche EnR Choix concerne également le futur EHPAD prévu pour fin 2034. Un raccordement au réseau de chaleur sera à prévoir lors de la construction du réseau.

Production de froid

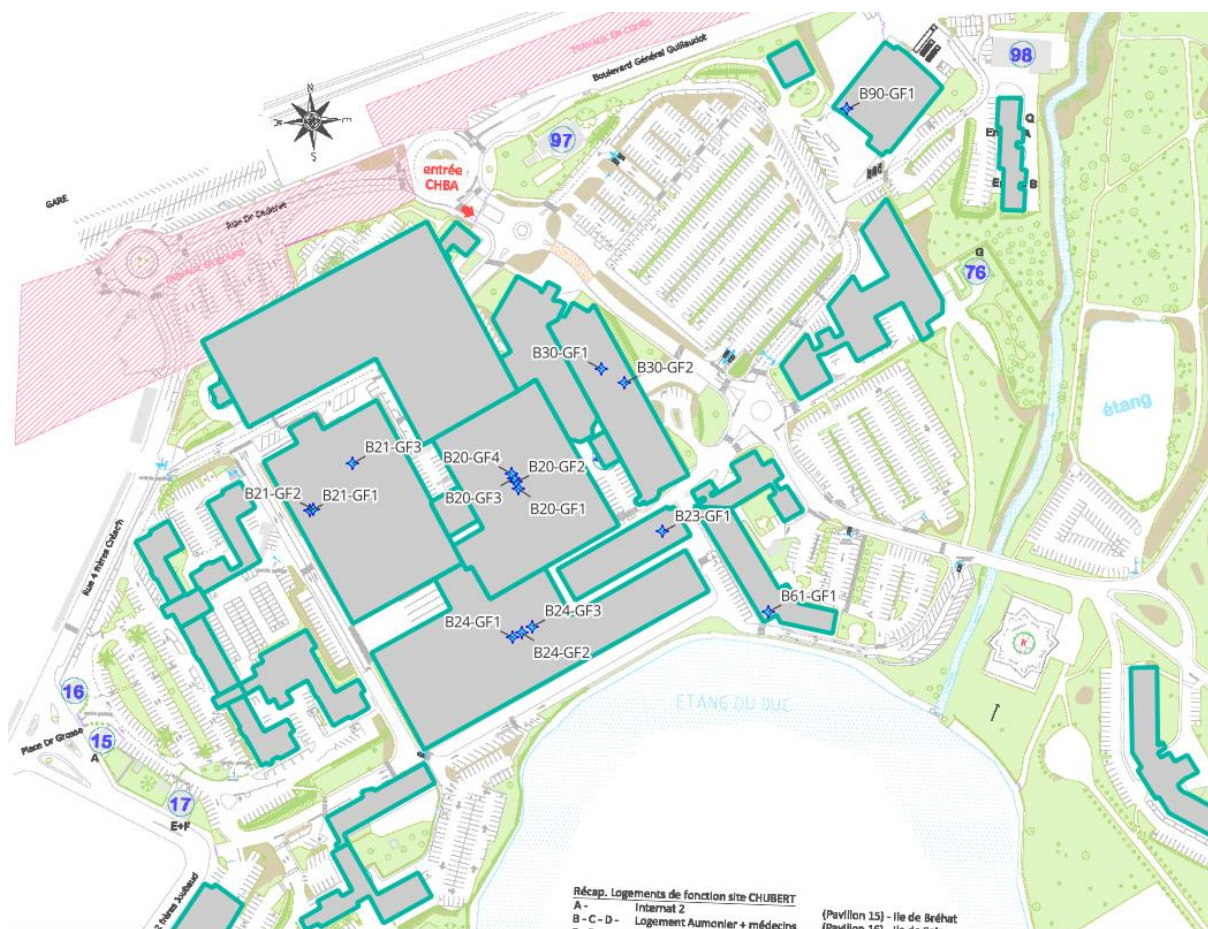


Figure 34 - Implantation des productions de froid

Dans ce scénario, la production de froid est étudiée de manière centralisée pour les bâtiments ci-dessous :

Bâtiment
B20
B21
B24
B30
B23
Bâtiment Phare

A ce stade de l'étude, une centralisation est prévue aux abords de la chaufferie centrale. Un réseau devra être créé ainsi que des sous-stations dans chaque bâtiment.

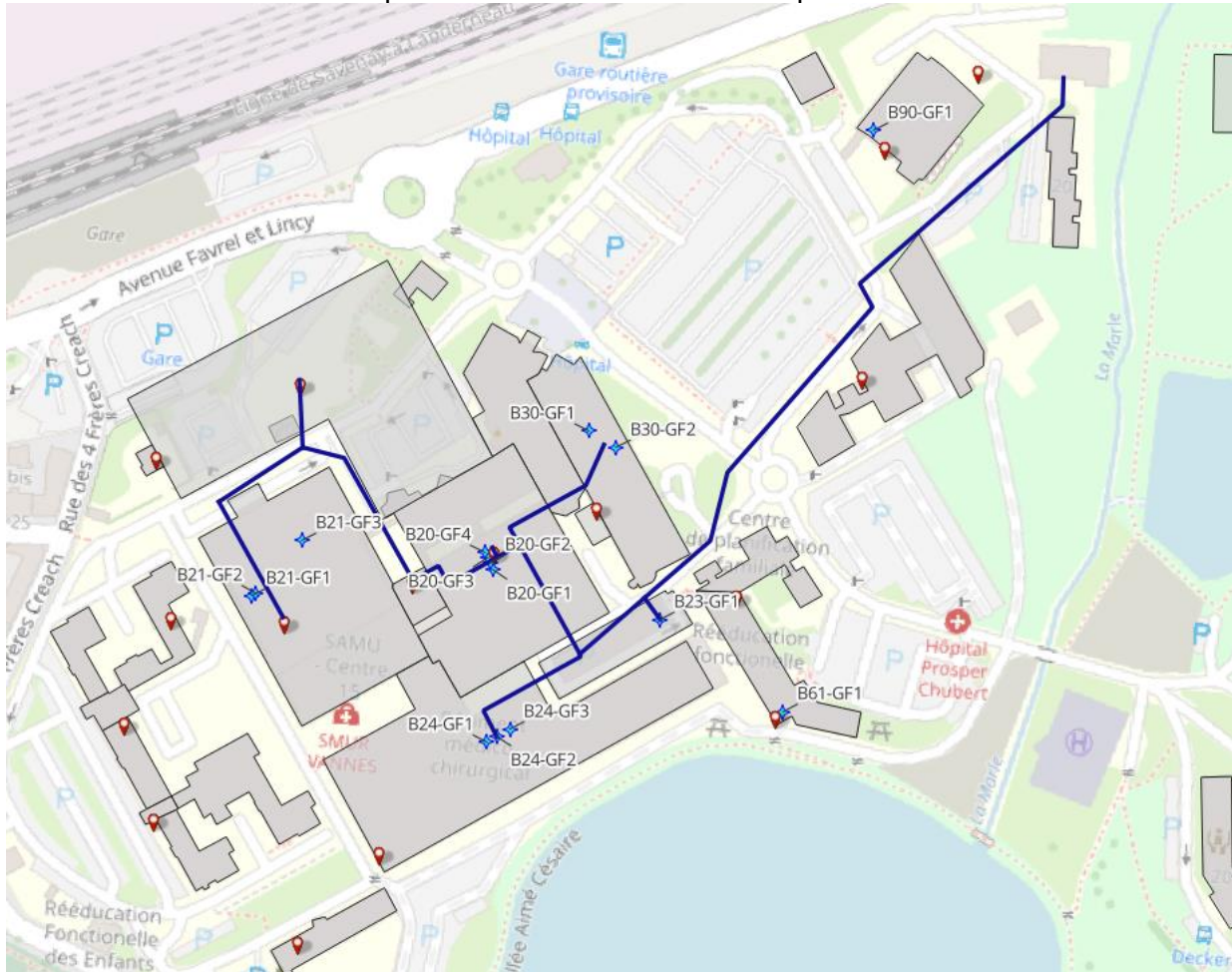


Figure 35 - Centralisation de la production de froid

La centralisation de la production à côté de la chaufferie permet de construire un « pôle énergie » dans cette zone. L'impact acoustique des groupes froids est moindre dans cette zone.

Pour la production de froid, des groupes d'eau glacée air/eau permettront la production globale des besoins de froid.

De la récupération de chaleur sur ces groupes sera prévue comme présentée au paragraphe 3.2.3.

L'hypothèse est prise d'une récupération partielle permettant de réchauffer les retours réseaux à hauteur de 60°C.

Pour ce faire, une optimisation des températures retour du réseau devra être prévue.

Il est notamment possible de prévoir un épuisement des retours ECS sur le chauffage.

La centralisation permettra de valoriser :

- 1100 MWh lors de sa création
- 2100 MWh en 2035

De plus, la centralisation des équipements permettra un gain en électricité estimé à 250 MWh/an.

Production d'électricité solaire

En prenant en compte une production solaire sur le parking de l'administration, le parking proche des pavillons et la toiture du bâtiment Phare, le scénario prend en hypothèse ce qui est présenté dans l'étude de ressource :

- 1925 MWh/an produits

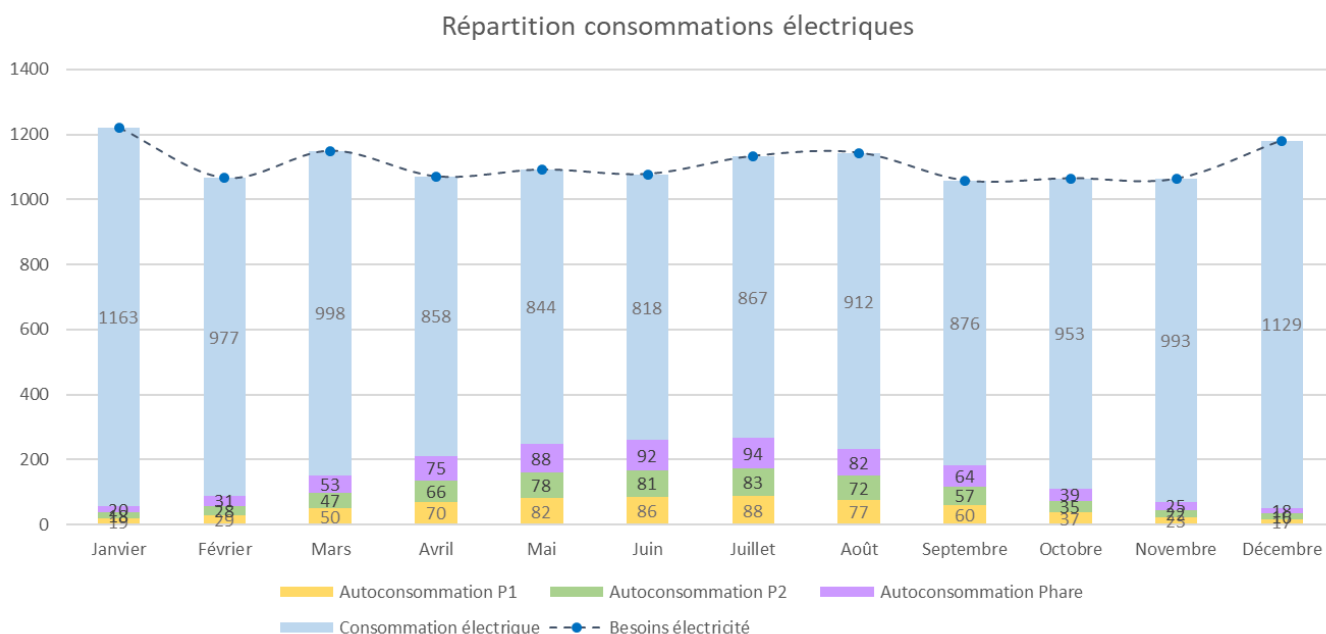


Figure 36 - Production photovoltaïque

Cela représente une couverture des besoins électrique de 14% d'énergie renouvelable.

L'ensemble des investissements, coûts de fonctionnement, économies n'ont pas été pris en compte pour le solaire. L'étude vise à considérer l'impact du solaire énergétiquement.

Bilan environnemental

Les émissions de gaz à effet de serre sont mesurées en CO₂ équivalent. Cette unité permet comparer les émissions de divers gaz à effet de serre sur la base de leur potentiel de réchauffement global (PRG). Ainsi une mesure d'émissions en CO₂e équivaut au même effet sur le climat en termes de réchauffement.

Dans le cas de notre étude, nous prendrons pour hypothèses :

Type d'énergie	gCO ₂ eq/kWh d'énergie finale PCI
Electricité autres usages	64
Gaz méthane (naturel) issu des réseaux	227
Bois, biomasse - plaquettes forestière	24

Les émissions de CO₂e des différents scénarios sur une année sont les suivantes :

Scénario	Emissions totales en tonnes CO ₂ eq	Economies GES tonnes CO ₂ eq
REFERENCE	4210	
Scénario EnR	1295	2914

Les chiffres ci-dessous permettent donc d'illustrer respectivement le nombre de français et le nombre de km en voiture qu'il faudrait pour égaler nos émissions de GES évitées avec ce projet.

Emissions annuelles d'un français moyen	8,2	t CO2e
Emissions par km d'une voiture	98,1	g CO2e/km

Ainsi avec la réalisation de notre solution la moins émettrice, on évite l'équivalent d'émissions de 346 français en un an et 29 700 000 km parcourus en voiture ou encore plus de 1900 véhicules parcourant 15 000 km par an.

Approche économique

Pour réaliser le bilan financier d'une installation thermique, les postes de dépenses suivants sont considérés :

- ▶ P1 : les coûts énergétiques des combustibles,
- ▶ P2 : la conduite et les coûts de maintenance,
- ▶ P3 : le gros entretien et le remplacement de pièces,
- ▶ P4 : l'amortissement des investissements.

- ▶ R1 : Vente d'énergies en MWh (Comptage)
- ▶ R2-1 : Redevance forfaitaire pour les besoins en électricité pour le fonctionnement des installations de production en kW souscrit indiqué à la police d'abonnement.
- ▶ R2-2 : Redevance forfaitaire pour les prestations de maintenance, et petit entretien en KW souscrit indiqué à la police d'abonnement (autres termes en exploitation P2)
- ▶ R2-3 : Redevance forfaitaire pour les prestations de gros entretien et renouvellement des équipements en kW souscrit indiqués à la police d'abonnement (autres termes en exploitation P3 ou GER)
- ▶ R2-4 : Redevance forfaitaire pour le remboursement des investissements sur les travaux réalisés en début de concession en kW souscrit indiqués à la police d'abonnement.

Le tableau ci-dessous présente les coûts énergétiques ainsi que les taux d'inflation considérés pour la présente étude, dans le cas du scénario de référence et des scénarios d'énergie renouvelable.

Energie	Coût (€ HT/MWh)	Taux d'augmentation annuelle (%)
RCU	45	2,5 %
Gaz	92	4,0 %
Electricité	170	4,0 %

Le tableau ci-dessous détaille les budgets d'investissement pour la mise en place des installations de chaud et de froid :

Poste	€HT	Année de réalisation
<i>Remplacement des chaudières GAZ</i>	(Compris dans le R2)	-
<i>Raccordement au RCU</i>	(Compris dans le R24)	2027, mise en service en 2028
<i>Centralisation froid</i>	4 500 000	2027

Pour rappel, les éléments présentés à cette phase sont des budgets. La phase 5 de l'étude permettra d'affiner les coûts du scénario retenu.

Des subventions avec les Certificats d'économie d'énergie (CEE) ont également été prises en compte.

Les fiches concernées sont :

- ▶ BAT-TH-134 : Système de régulation sur un groupe de production de froid permettant d'avoir une haute pression flottante (Si régulation externe adaptée)
- ▶ BAT-TH-145 : Système de régulation sur un groupe de production de froid permettant d'avoir une basse pression flottante (Si régulation externe adaptée)
- ▶ BAT-TH-112 : Système de variation électronique de vitesse sur moteur asynchrone
- ▶ BAT-TH-139 : Récupérateur de chaleur sur un groupe de production de froid

Des CEE sont mobilisables pour un raccordement à un réseau de chaleur (BAT-TH-127).

Il est pris en hypothèse que les subventions seraient reversées au réseau de chaleur afin de s'affranchir d'un coût de raccordement lors de la création du réseau.

C'est pour cette réseau qu'aucun coût d'investissement n'a été considéré.

Le coût du MWh cumac est pris en hypothèse à 7 €/MWh.

L'estimation des subventions CEE mobilisables est :

Subventions	€HT
CEE RCU	-
CEE Froid	355 000

Coût global des frais de fonctionnement

Les coûts comprennent la facture énergétique (R1) pour le réseau de chaleur et pour l'électricité, le coût de maintenance des chaudières gaz (P2 et P3), le coût de maintenance lié au réseau (R2) et l'amortissement de l'investissement (P4).

Poste	€HT/an
Facture énergétique (R1 et électricité)	2 620 000
Coût d'exploitation (R2 + P2 + P3)	1 190 000
Financement avec subventions (P4)	305 000

L'ensemble des investissements, coûts de fonctionnement, économies n'ont pas été prises en compte pour le solaire. L'étude vise à considérer l'impact du solaire énergétiquement.

Décret tertiaire



Le 13 avril 2022, un arrêté modifiant celui du 10 avril 2020 relatif aux obligations d'actions de réduction des consommations d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire a été publié.

Il spécifie qu'un coefficient de 0,77 sera appliqué aux consommations d'énergie des bâtiments raccordés aux réseaux de chaleur.

Se raccorder à un réseau de chaleur, c'est jusqu'à :

23%

de réduction de consommations d'énergie comptabilisée !

(en fonction du mode de chauffage initial)

Avec un raccordement de réseau, cela permet d'atteindre -40% d'ici 2035.

Economie d'énergie - Décret tertiaire

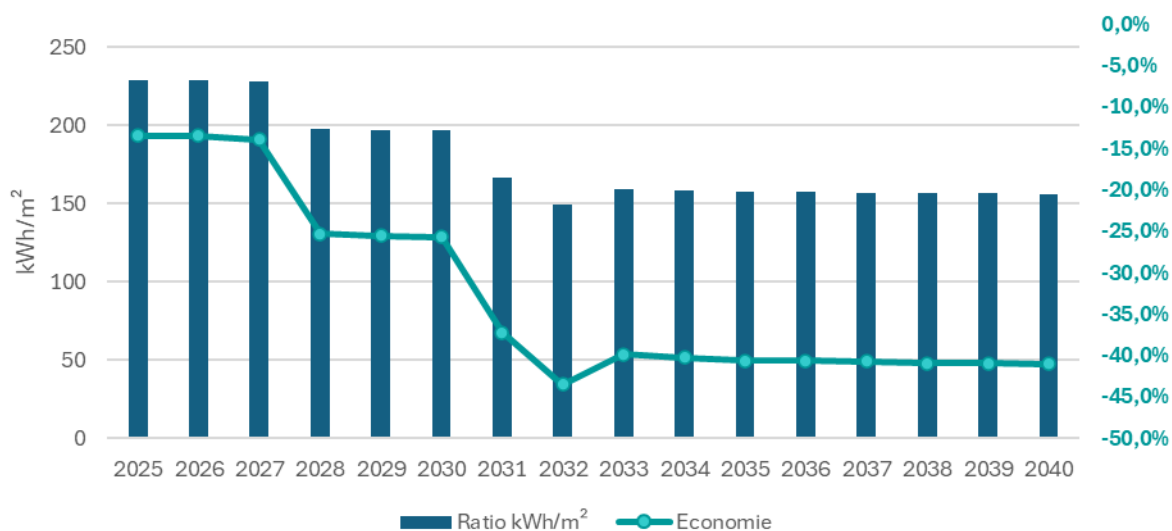


Figure 37 - Evolution des consommations vis à vis du décret tertiaire

4.2.3.2 Synthèse

		REFERENCE	SCENARIO Energie Renouvelable
Mix énergétique	Chaud	Gaz (secours fioul)	Réseau de chaleur (secours GAZ)
	Froid	Groupes froids décentralisés	Centralisation
	Electricité	Réseau HT Enedis	Réseau HT Enedis
Taux d'EnR	Chaud	0%	92%
	Froid	0%	0%
	Electricité	0%	15%
	Global	0%	57%
Emissions de tCO2/an		4210	1295
Besoins en 2025 (MWhu/an)	Chaud	12416	12416
	Froid	7300	7300
	Electricité	12645	12395
Décret tertiaire		-15% en 2030 -33% en 2040	-26% en 2030 -41% en 2040
Evolution dans le temps		Evolutions liées au SDIA	Evolutions liées au SDIA Mise en service du réseau en 2028 Centralisation froid en 2027
Travaux à prévoir d'ici 2040		Remplacement des groupes froids Remplacement de 4 chaudières	Centralisation du froid Remplacement de 3 chaudières Raccordement au réseau de chaleur Solaire
Montant d'investissement	Chaud	430 000 €	- €
	Froid	2 850 000 €	4 500 000 €
Subventions	Chaud	290 000 €	-
	Froid	70 000 €	355 000 €
Investissement résultant		2 920 000 €	4 145 000 €
Facture énergétique (P1)		3 530 000 €	2 620 000 €
Coût d'exploitation (P2,P3) [Hors Elec : Transfo, ...]		590 000 €	1 190 000 €
Financement avec subventions (P4)		220 000 €	310 000 €

Mix énergétique :

Concernant le mix énergétique, le raccordement au réseau de chaleur représente la solution la plus écologique avec un taux de couverture de 92%.

Economie d'énergie :

Le raccordement au réseau de chaleur permet de se rapprocher des objectifs du décret tertiaire. L'économie d'électricité grâce à la centralisation du froid fait de ce scénario le plus intéressant.

Bilan environnemental :

La centralisation de froid et le raccordement au réseau de chaleur permet de faire la plus grande économie en termes d'émission de gaz à effet de serre.

Evolution dans le temps :

Les deux scénarios prennent en compte les futures évolutions du site.

Analyse économique :

Les coûts présentés jusque-là sont basés sur des consommations de 2025 pour se baser sur des références identiques.

La partie ci-dessous prend en compte l'évolution des consommations et des coûts sur 20 ans.

Pour rappel, les éléments présentés à cette phase sont des budgets. La phase 5 de l'étude permettra d'affiner les coûts du scénario retenu.

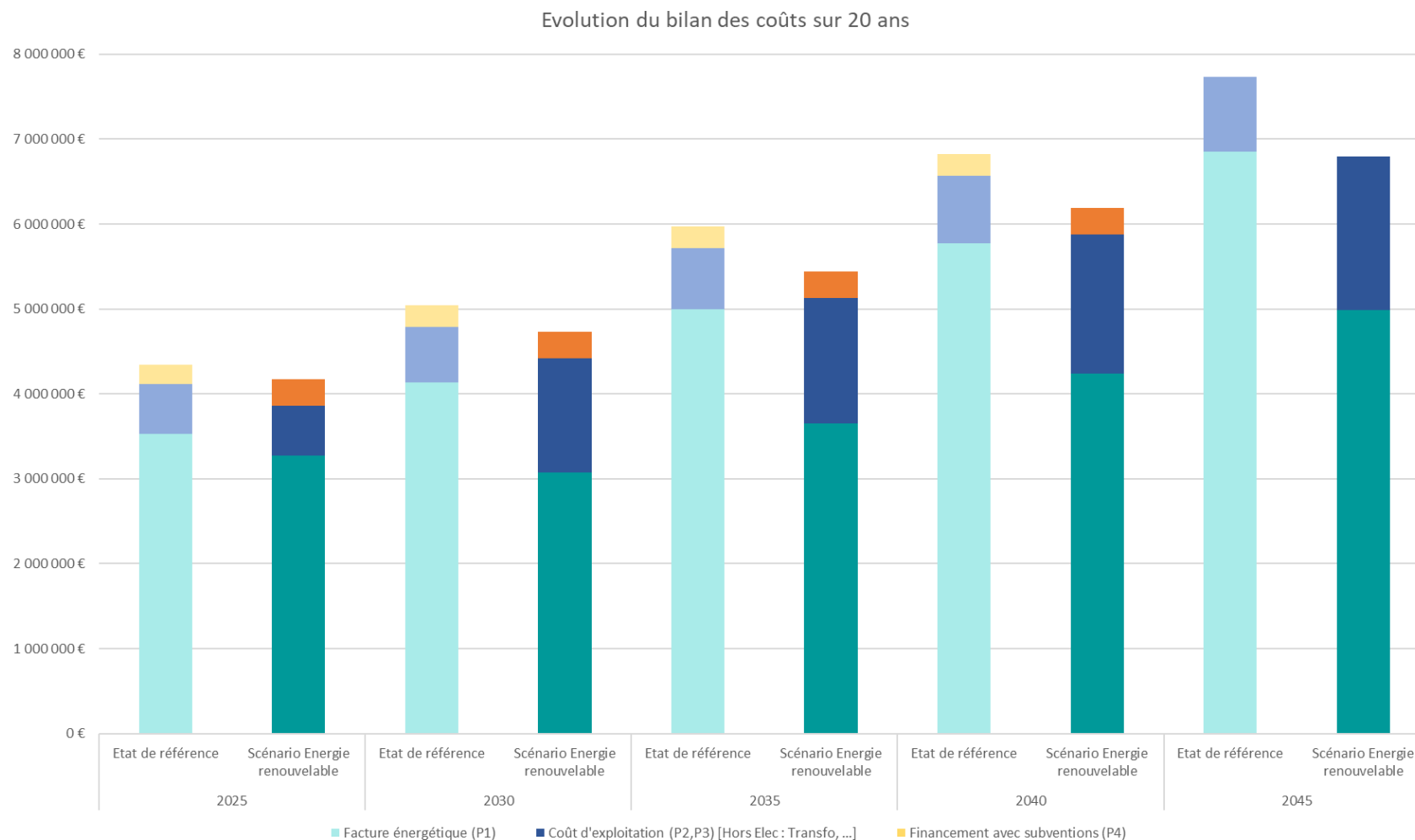


Figure 38 - Evolution des coûts sur 20 ans

En 2025 ni le raccordement au RCU ni la centralisation froid ne sont considérés en service. En 2030, on observe un changement de répartition des coûts. La facture énergétique diminue grâce à l'arrivée du réseau de chaleur. Cependant, les coûts liés à la maintenance et au R2 du réseau de chaleur augmentent cette part de la facture totale.

Enfin, l'avancée dans le temps est bénéfique au scénario d'énergie renouvelable qui permet de réaliser plus d'économies vis-à-vis de la solution de référence.

		2025	2 030	2 035	2 040	2 045
Etat de référence	Facture énergétique (P1)	3 530 000 €	4 130 000 €	5 000 000 €	5 770 000 €	6 850 000 €
	Coût d'exploitation (P2,P3) [Hors Elec : Transfo, ...]	590 000 €	660 000 €	720 000 €	800 000 €	880 000 €
	Financement avec subventions (P4)	220 000 €	250 000 €	250 000 €	250 000 €	- €
	Total	4 340 000 €	5 030 000 €	5 970 000 €	6 800 000 €	7 730 000 €
Scénario Energie Renouvelable	Facture énergétique (P1)	3 270 000 €	3 070 000 €	3 650 000 €	4 240 000 €	4 990 000 €
	Coût d'exploitation (P2,P3) [Hors Elec : Transfo, ...]	590 000 €	1 350 000 €	1 480 000 €	1 640 000 €	1 810 000 €
	Financement avec subventions (P4)	310 000 €	310 000 €	310 000 €	310 000 €	- €
	Total	4 170 000 €	4 720 000 €	5 430 000 €	6 180 000 €	6 800 000 €

*les coûts sont présentés HT à cette phase

5 Conclusion

Le raccordement au réseau de chaleur de l'agglomération et une centralisation du froid permet de bénéficier d'une énergie renouvelable pour la production de chaleur, de mutualiser les besoins pour le froid et de valoriser de la chaleur fatale sur les groupes froids.

	Référence	Scénario Energie renouvelable
Mix énergétique pour la chaleur	0%	92%
Economie d'énergie	-15% en 2030 -33% en 2040	-26% en 2030 -41% en 2040
Bilan environnemental	4210	1295
Analyse économique		Gain de 900 k€HT sur la facture en 2045

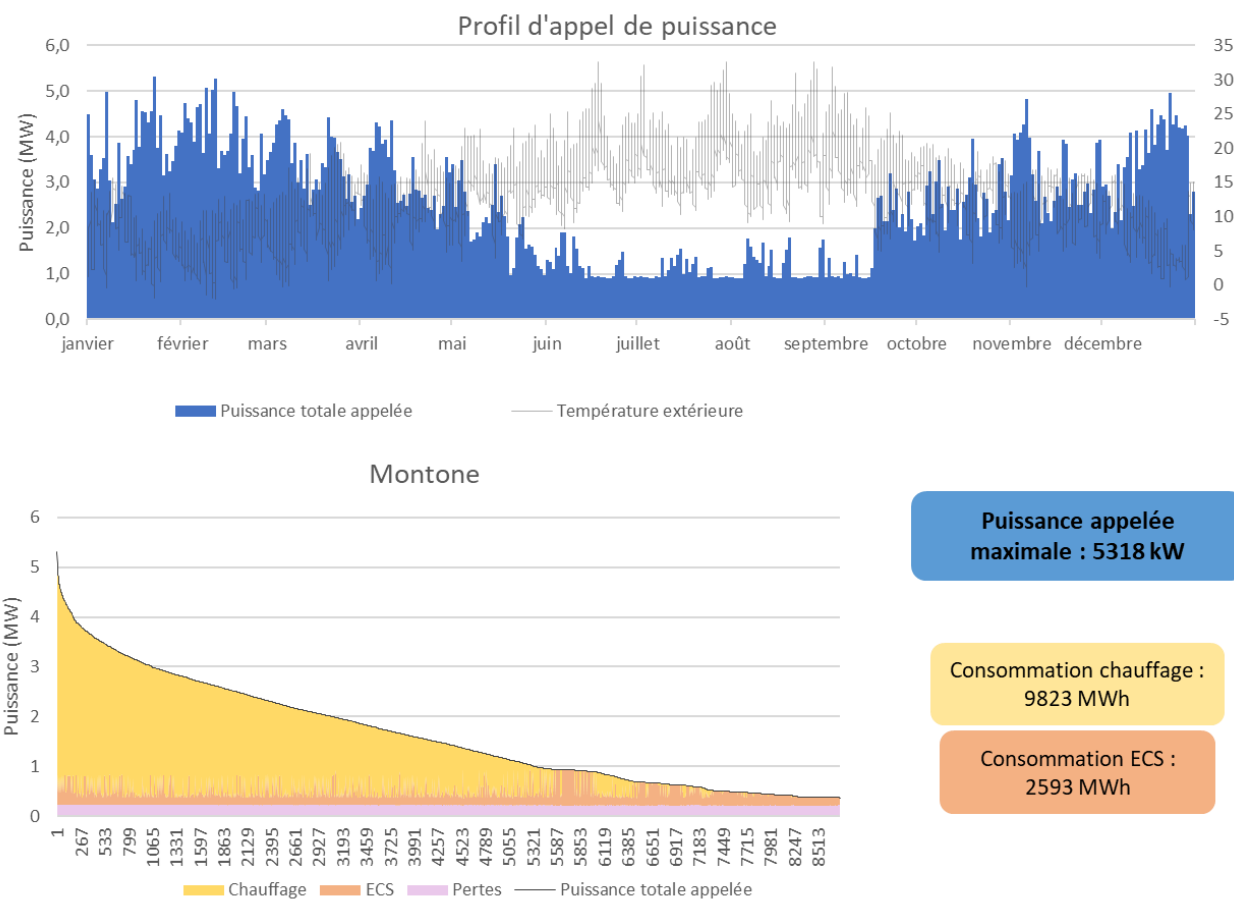
Les prochaines étapes du projet sont :

- Rendu de l'étude de faisabilité du réseau de chaleur auprès de l'agglomération de Vannes début mai 2025
- Décision de la municipalité en mai/juin 2025
- Validation de l'étude de ressource grâce à la décision sur le réseau de chaleur
- Validation du scénario par le Centre Hospitalier
- Choix des équipements et Etude économique

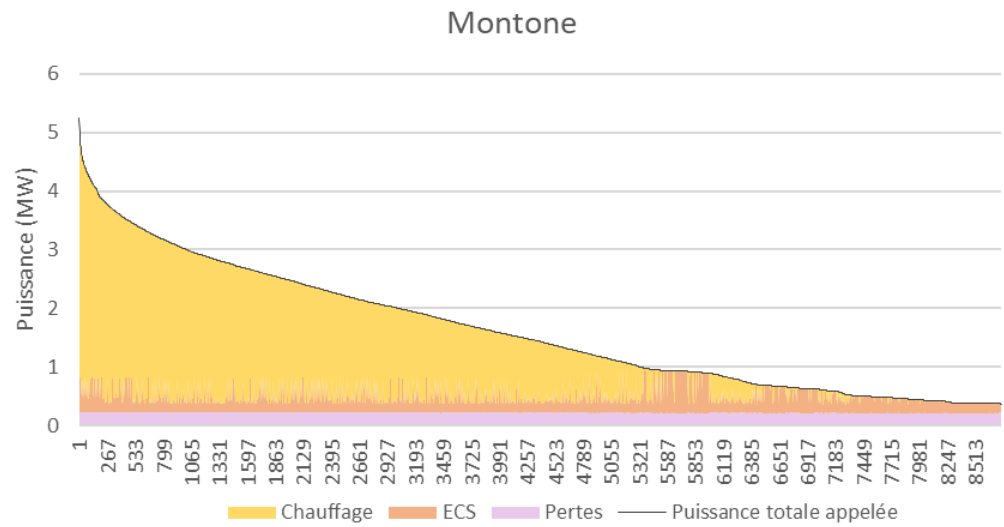
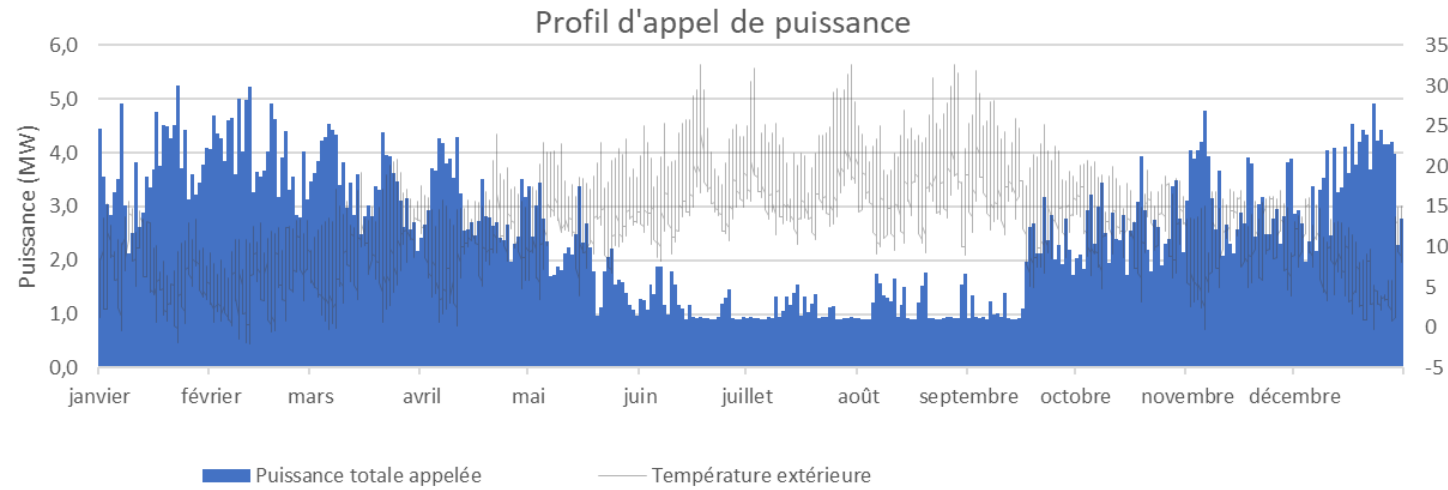
6 Annexes

6.1 Détail du dimensionnement par année

6.1.1 2025-2026



6.1.2 2027

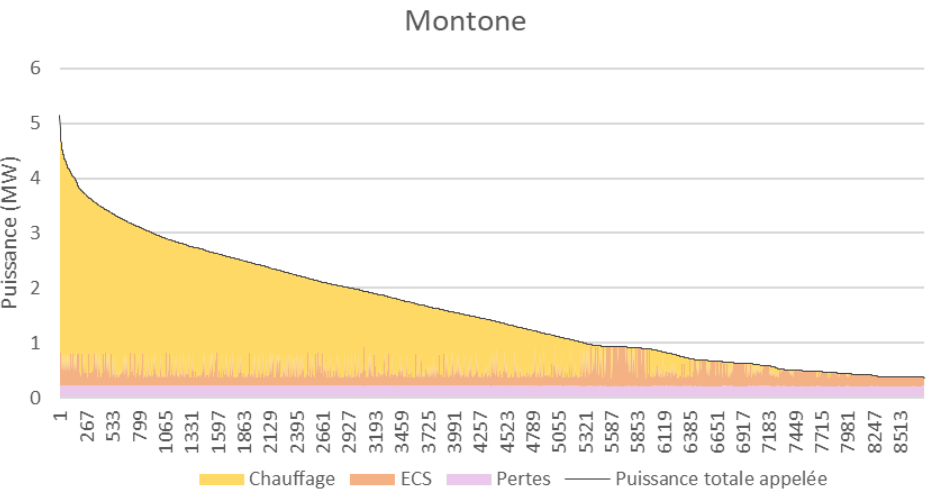
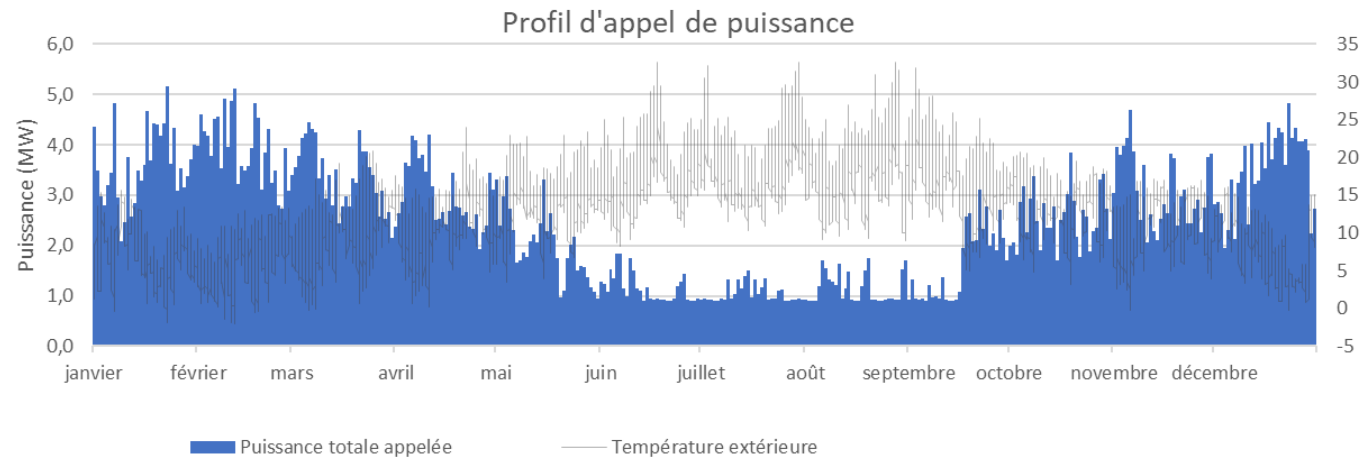


Puissance appelée
maximale : 5256 kW

Consommation chauffage :
9702 MWh

Consommation ECS :
2593 MWh

6.1.3 2028

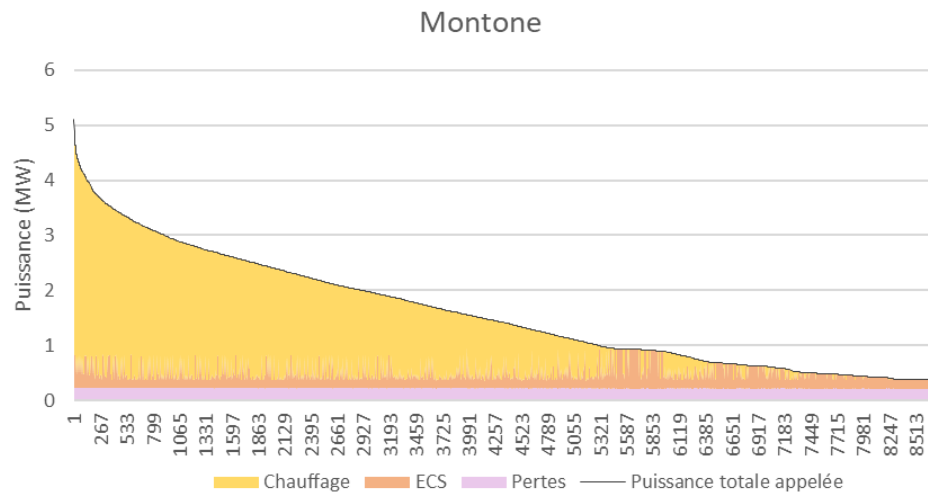
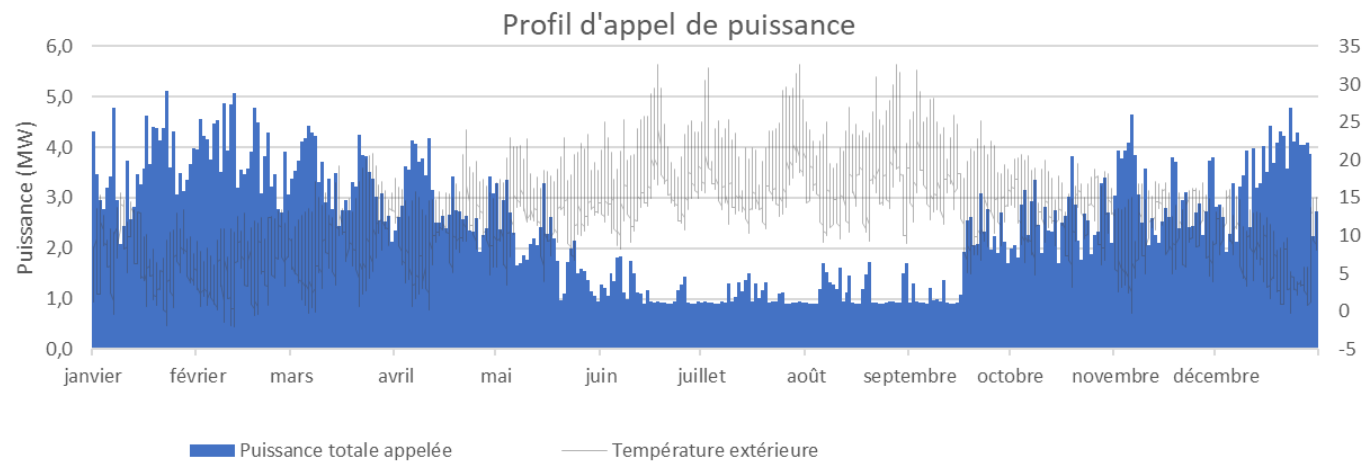


Puissance appelée maximale : 5152 kW

Consommation chauffage : 9471 MWh

Consommation ECS : 2593 MWh

6.1.4 2029

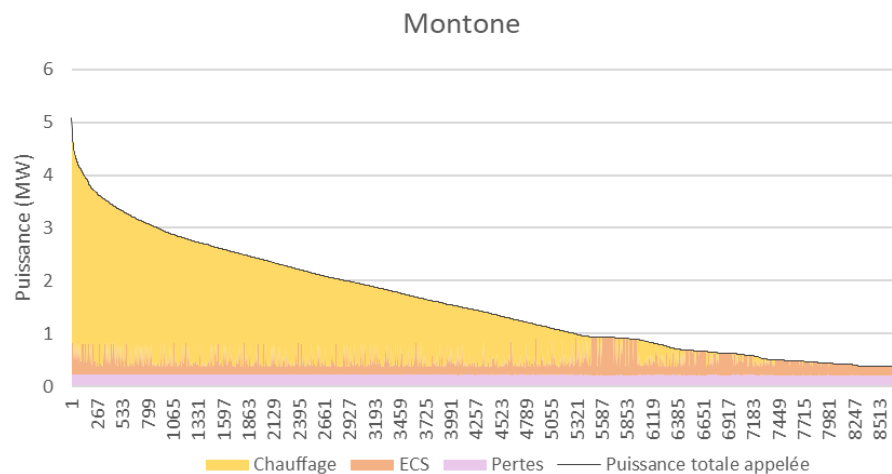
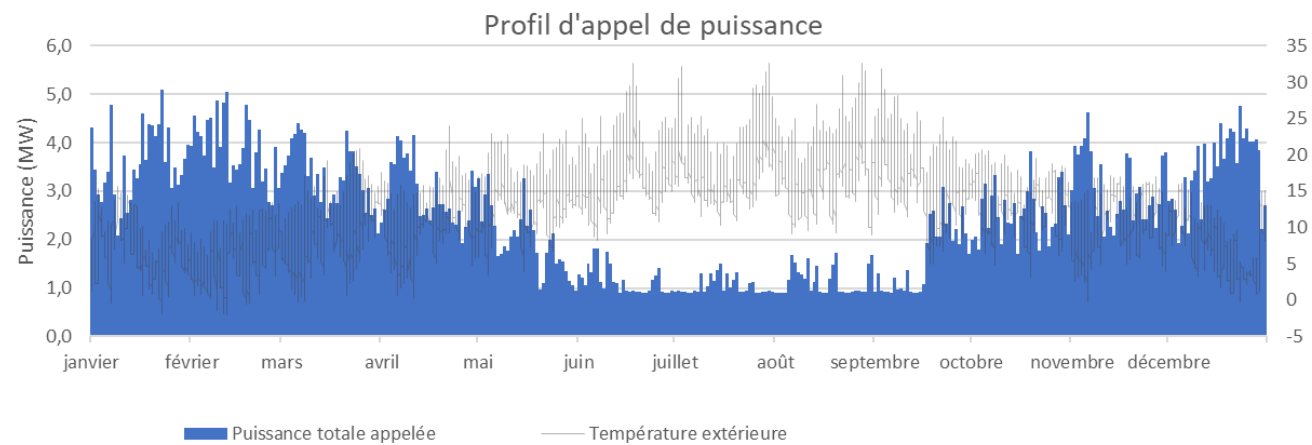


**Puissance appelée
maximale : 5109 kW**

**Consommation chauffage :
9389 MWh**

**Consommation ECS :
2593 MWh**

6.1.5 2030

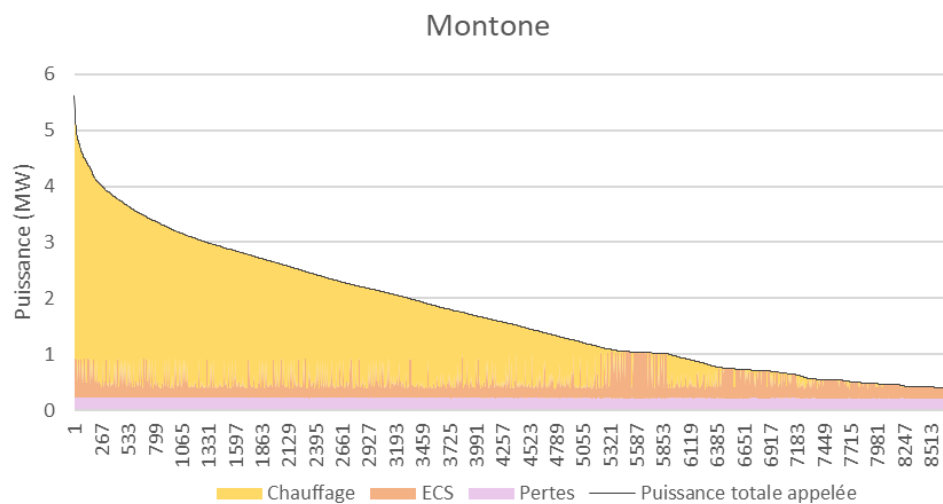
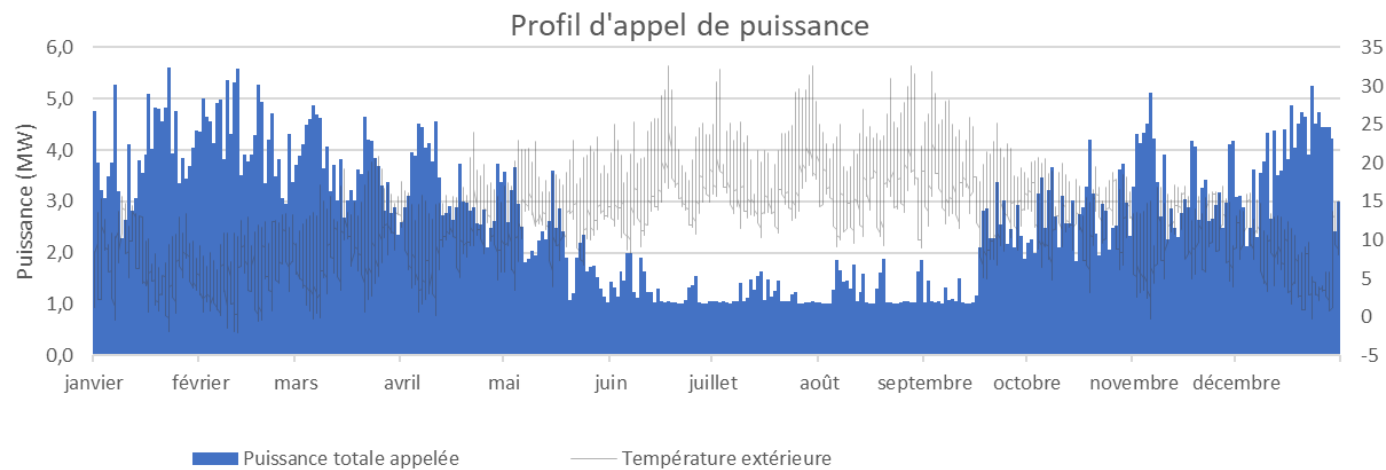


**Puissance appelée
maximale : 5091 kW**

**Consommation chauffage :
9352 MWh**

**Consommation ECS :
2593 MWh**

6.1.6 2031

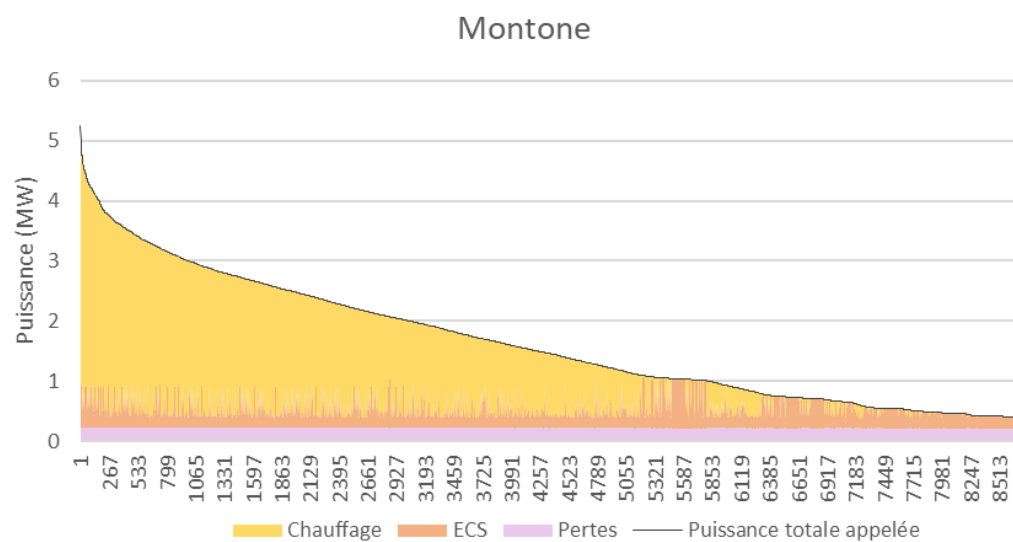
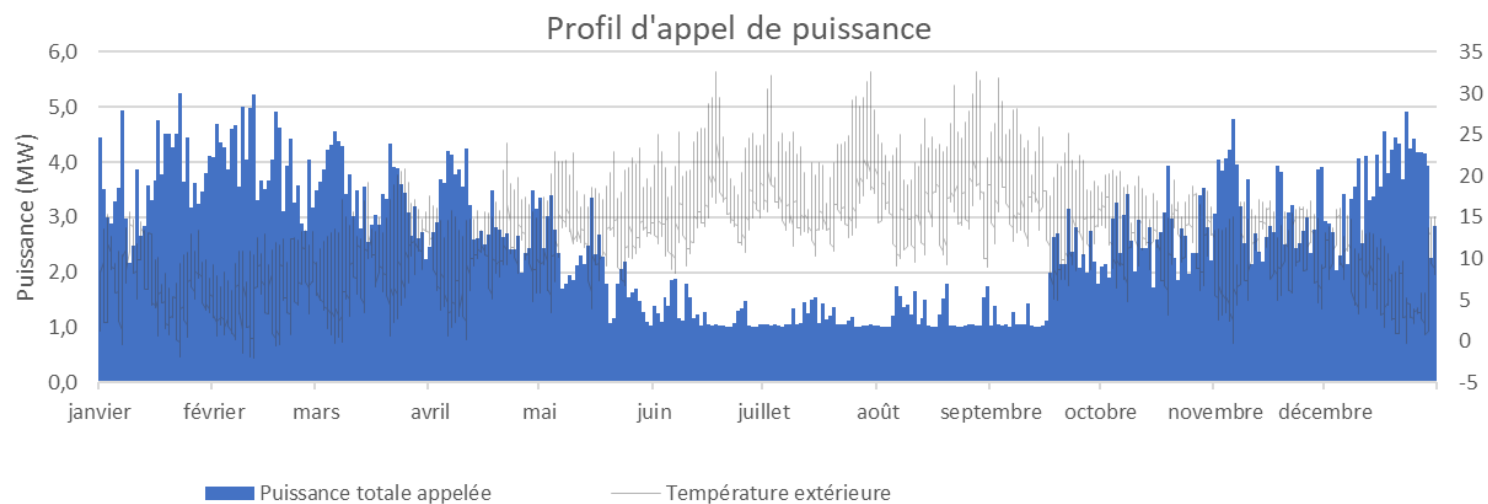


**Puissance appelée
maximale : 5616 kW**

**Consommation chauffage :
10285 MWh**

**Consommation ECS :
2993 MWh**

6.1.7 2032

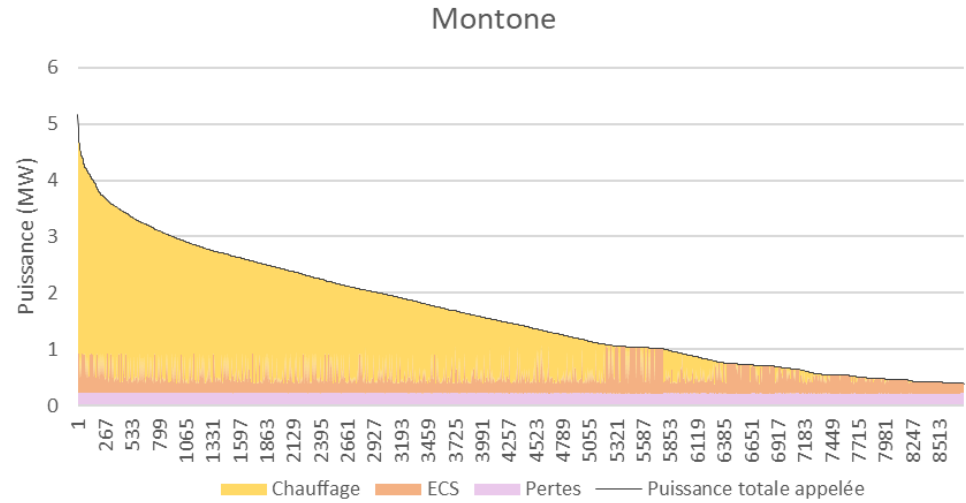
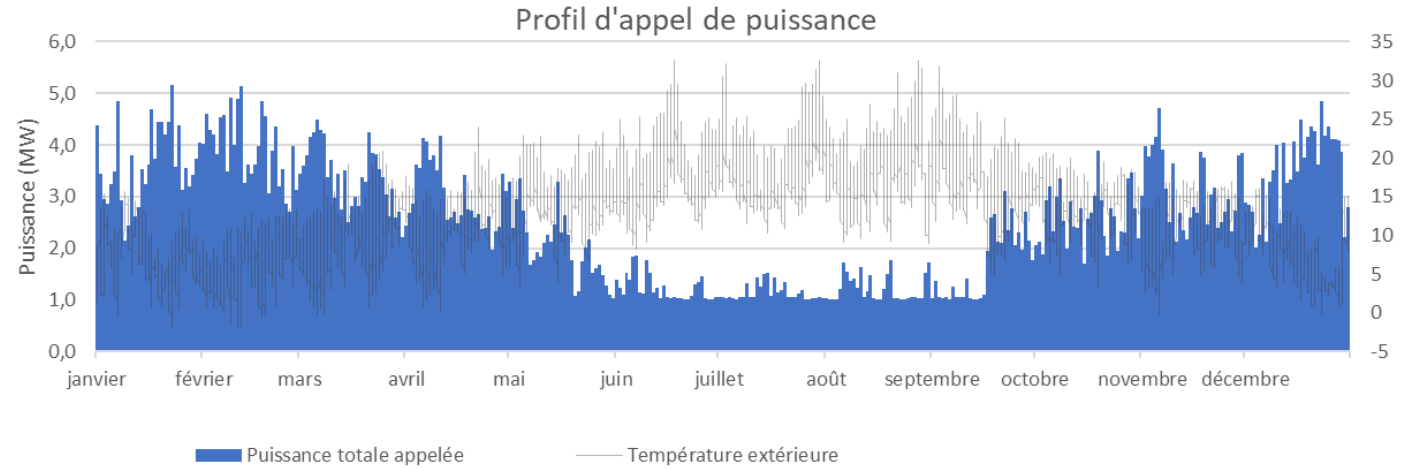


**Puissance appelée
maximale : 5253 kW**

**Consommation chauffage :
9485 MWh**

**Consommation ECS :
2993 MWh**

6.1.8 2033

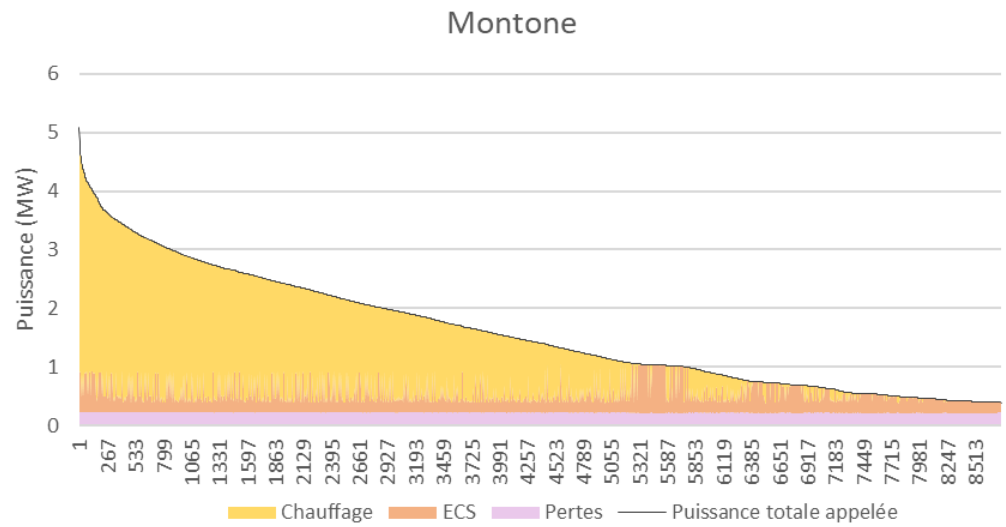
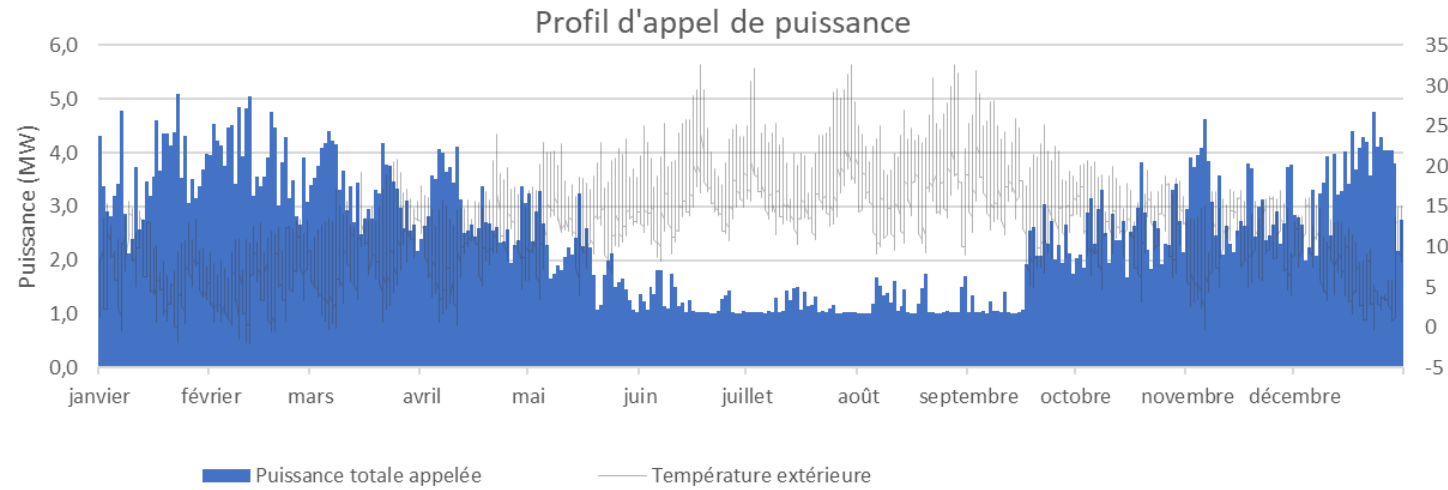


Puissance appelée maximale : 5166 kW

Consommation chauffage : 9295 MWh

Consommation ECS : 2993 MWh

6.1.9 2034

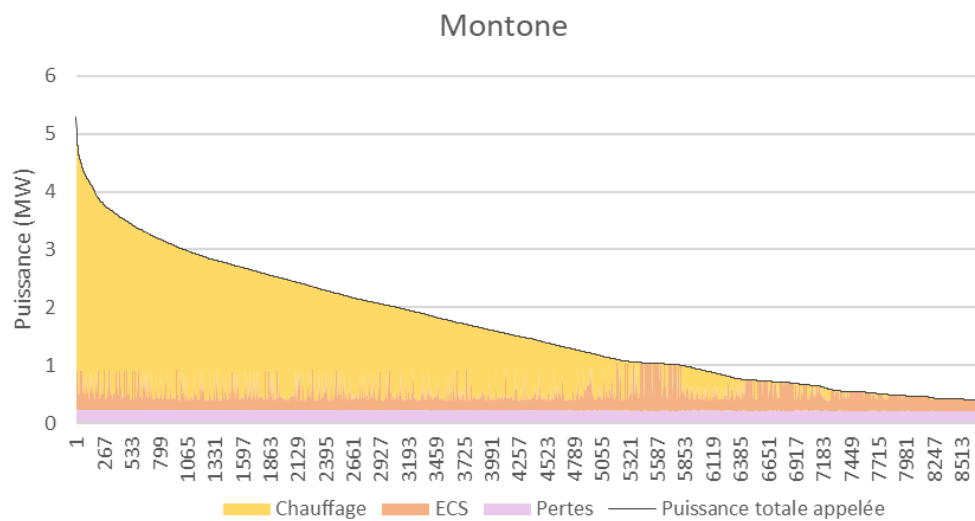
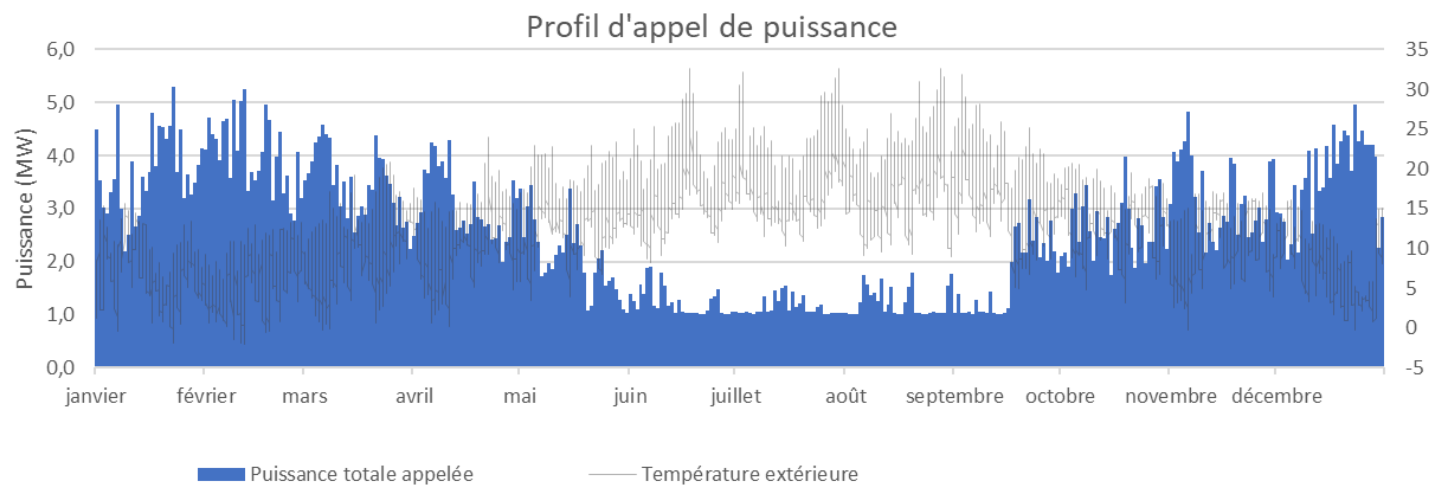


**Puissance appelée
maximale : 5083 kW**

**Consommation chauffage :
9129 MWh**

**Consommation ECS :
2960 MWh**

6.1.10 2035-2039



**Puissance appelée
maximale : 5295 kW**

**Consommation chauffage :
9584 MWh**

**Consommation ECS :
2981 MWh**

6.1.11 Synthèse

	<i>Consommation chauffage (MWh)</i>	<i>Consommation ECS (MWh)</i>	<i>Puissance chauffage (kW)</i>	<i>Puissance ECS (kW)</i>	<i>Puissance totale (kW)</i>	<i>Pertes (MWh)</i>	<i>Rendement réseau</i>
2025-2026	9823	2593	4509	731	5318	1900	13,27%
2027	9702	2593	4447	731	5256	1900	13,38%
2028	9471	2593	4342	731	5152	1900	13,61%
2029	9389	2593	4305	731	5109	1900	13,69%
2030	9352	2593	4287	731	5091	1900	13,72%
2031	10285	2993	4720	845	5616	1900	12,52%
2032	9485	2993	4354	845	5253	1900	13,21%
2033	9295	2993	4267	845	5166	1900	13,39%
2034	9129	2960	4191	836	5083	1900	13,58%
2035-2039	9584	2981	4400	842	5295	1900	13,14%

6.2 Rapport sur la ressource géothermique

Rapport d'étude de faisabilité : Dimensionnement d'un champ de sondes géothermiques verticales



Centre hospitalier Bretagne Atlantique (56) - Etude d'approvisionnement en énergie dans le cadre de la consolidation du schéma directeur immobilier architectural		Version	V1		
		Date	23/04/2025		
Maîtrise d'Ouvrage :	Centre hospitalier Bretagne Atlantique, Fonction Achat mutualisée – Secteur Travaux	Rédaction	Maitena DAGUERRE		
Référence :	4092-ET01-V1	Relecture	Antoine RANDE		

Table des matières

I.	Résumé et conclusions de l'étude.....	4
II.	Définition des besoins chaud/froid du site	5
A.	Localisation du site	5
B.	Différents scénarios envisagés	6
C.	Besoins thermiques du centre hospitalier	7
III.	Principe de la Géothermie sur sondes	9
A.	Prélèvement des calories en profondeur.....	9
B.	Fonctionnement d'une Pompe à chaleur (PAC)	10
C.	Scénario 1 & 2 : Cadre réglementaire de la Géothermie de Minime Importance (GMI)	12
IV.	Contexte réglementaire du site.....	13
A.	SDAGE.....	13
B.	Code Civil	15
C.	SAGE	16
D.	Zones naturelles	17
E.	Forages à proximité et périmètres de protection	18
F.	Plan de prévention des risques	19
G.	BASOL	20
H.	ICPE.....	21
I.	Transport et stockage de matières dangereuses	22
J.	Réseaux d'eaux usées.....	23

V.	Enquête hydrogéologique	24
A.	Contexte géologique	24
B.	Contexte hydrogéologique du site	25
VI.	Evaluation géothermie sur sondes	26
A.	Logiciel PILESIM	26
B.	Propriétés thermiques du sous-sol	27
C.	Paramètres de la PAC	28
D.	Géométrie et propriétés des sondes.....	30
E.	Scénario 1 : Résultats de la géomodélisation : Chauffage et Refroidissement.....	31
F.	Scénario 2 : Résultats de la géomodélisation : Refroidissement seulement	33
G.	Commentaires sur la simulation	35
H.	VRD	35
I.	Emplacement des sondes : Scénario 1	36
VII.	Coûts d'investissement, de maintenance et d'exploitation.....	37
A.	Scénario 1 : Evaluation des investissements sous-sol.....	37
B.	Scénario 2 : Evaluation des investissements sous-sol.....	38
C.	Coûts de maintenance et d'exploitation	39
D.	Evaluation des aides	40

I. Résumé et conclusions de l'étude

Dans le cadre de la revalorisation énergétique du Centre Hospitalier Bretagne Atlantique de Vannes, deux scénarios ont été envisagés. La présente étude a vérifié que le projet respecté l'ensemble des critères réglementaires relatifs à la Géothermie de Minime Importance. La géologie est favorable à l'implantation de sondes géothermiques verticales.

Pour le scénario 1, d'après notre dimensionnement, nous estimons que **60 sondes, de 150m de profondeur et espacées de 10m** permettront de couvrir 30.6% et 40.2% des besoins en chauffage et en rafraîchissement à l'aide d'une PAC géothermique réversible.

Pour la partie sous-sol (des sondes géothermiques jusqu'au collecteur), les coûts d'investissement sont estimés à **1 011 000€**.

Pour le scénario 2, nous estimons que **315 sondes de 150 de profondeur et espacées de 10m** permettraient de couvrir 29% des besoins en rafraîchissement du bâtiment avec une PAC géothermique.

Pour la partie sous-sol (des sondes géothermiques jusqu'au collecteur), les coûts d'investissement sont estimés à **5 408 000€**. L

Réglementairement, si la puissance échangée avec le sous-sol ne dépasse pas 500kW, le projet pourra rester en régime de déclaration au titre de la Géothermie de Minime Importance. Au-delà, un dossier d'autorisation avec enquête publique sera nécessaire.

Au cours de l'avancement du projet et de l'obtention de nouvelles informations, d'autres modèles seront construits pour étudier la pertinence de ces variantes.

II. Définition des besoins chaud/froid du site

A. Localisation du site

Le projet du centre hospitalier se situe au nord-est de la ville de Vannes (56000) dans le département du Morbihan en région Bretagne (Figure 1).



Figure 1 : Vue aérienne du terrain, source : Géoportail

B. Différents scénarios envisagés

Scénario 1 : Utilisation de la géothermie sur champs de sondes d'une profondeur de 150 mètres, 1 PAC réversible de 350kW puissance frigorifique et puissance calorifique de 666Kw pour couvrir 30.6% des besoins en chauffage et 40.2% des besoins en rafraichissement. Scénario limité à la réglementation de la géothermie de minime importance, où l'un des critères est que la puissance échangée avec le sous-sol ne dépasse pas 500Kw.

Scénario 2 : Au vu du potentiel réseau de chaleur, un scénario avec seulement les besoins en froid sera étudié. Utilisation de la géothermie sur champs de sondes d'une profondeur de 150 mètres et 1 PAC de 240 kW puissance frigorifique pour couvrir 29% des besoins en rafraichissement. Scénario limité à la réglementation de la géothermie de minime importance, où l'un des critères est que la puissance échangée avec le sous-sol ne dépasse pas 500Kw.

C. Besoins thermiques du centre hospitalier

Les besoins thermiques du projet déterminés par BESTENERGIES, sur les années 2025-2026 chauffage et 2025-2029 rafraîchissement, sont résumés dans les figures suivantes :

Scénario 1 : 1 PAC réversible de puissance frigorifique 350 kW et puissance calorifique de 666 kW,

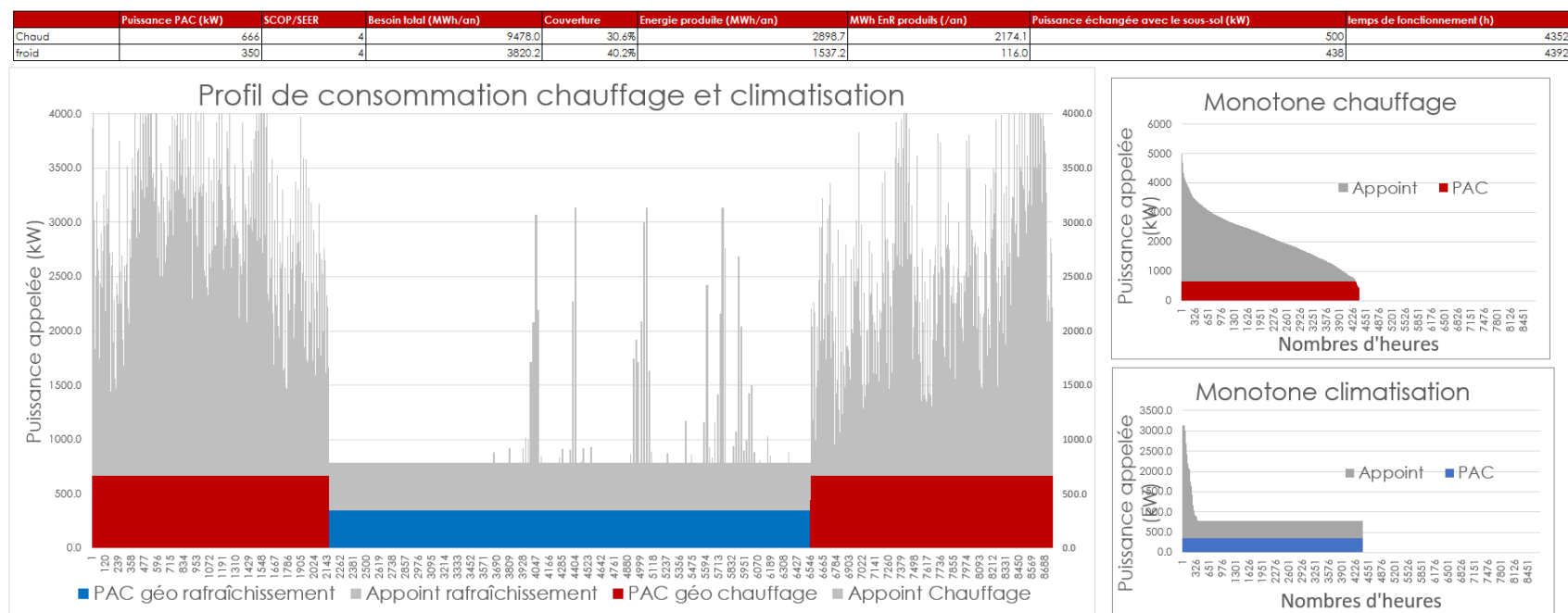


Figure 2 : Profil thermique et monotones du projet selon le modèle « base »

1 PAC réversible délivrerait 666 kW de puissance pour le chauffage et 350 kW pour le rafraîchissement. Cela permettrait de couvrir respectivement 30.6% et 40.2% des besoins en chauffage et en rafraîchissement. Nous estimons que la PAC choisie fonctionnera 8744 heures par an.

Scénario 2 : 1 PAC géothermique de puissance frigorifique 240 kW,

	Puissance PAC (kW)	SCOP/SEER	Besoin total (MWh/an)	Couverture	Energie produite (MWh/an)	MWh EnR produits (/an)	Puissance échangée avec le sous-sol (kW)	temps de fonctionnement (h)
froid	240	4	7247.3	29.0%	2102.2	158.7	300	8759

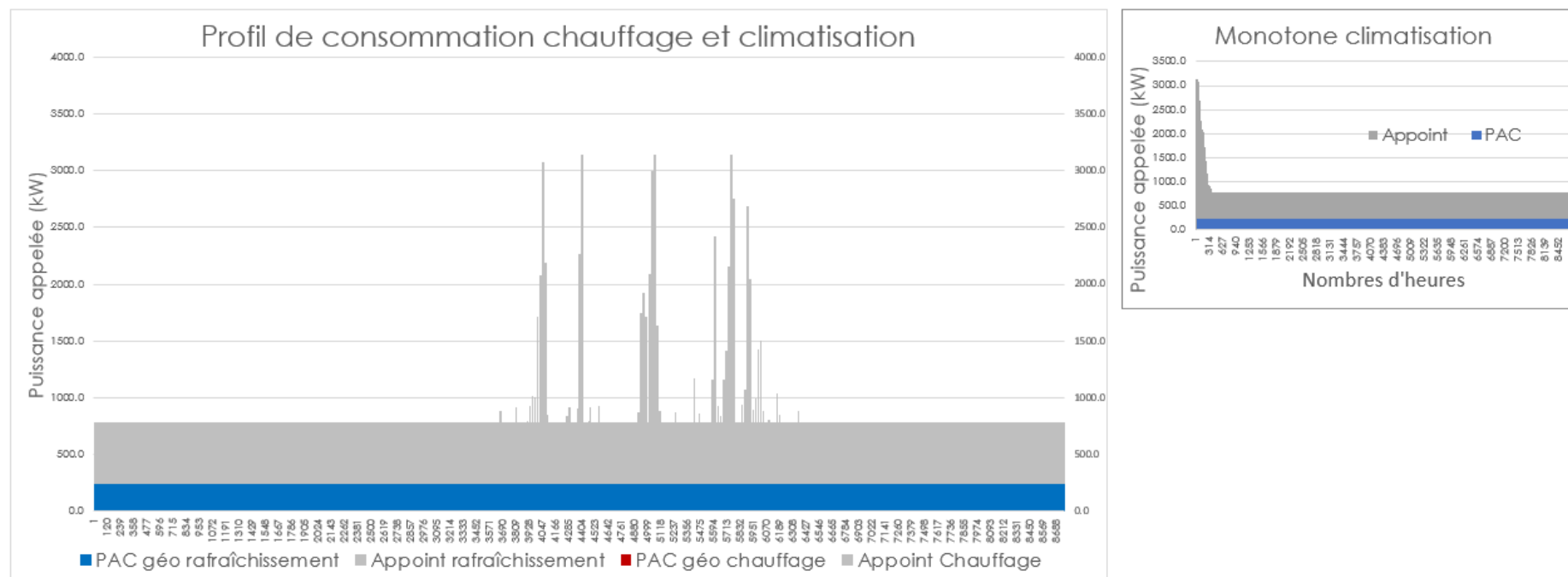


Figure 3 : Profil thermique et monotones du projet selon le modèle « base »

Au vu du potentiel réseau de chaleur, un scénario avec seulement les besoins en froid est étudié. Une PAC est envisagée pour couvrir les besoins de rafraîchissement seulement. La puissance maximale échangée avec le sous-sol de 240 kW pour le froid. Nous estimons que la PAC choisie fonctionnera 8759 heures par an.

III. Principe de la Géothermie sur sondes

A. Prélèvement des calories en profondeur

La géothermie sur sondes verticales (SGV) repose sur un principe simple : un ou plusieurs forages sont réalisés au droit d'un site ayant un besoin en chaud ou en froid. Dans ces forages sont disposés des tubes (généralement 4) en PEHD reliés en « double U » dans lesquels circule un fluide caloporteur (généralement de l'eau, parfois glycolée). Une sonde géothermique fonctionne en cycle fermé, ce qui signifie qu'aucune eau n'est échangée entre la sonde et le milieu, l'échange de chaleur se fait exclusivement par conduction thermique.

Le forage est entièrement cimenté par un coulis géothermique spécifique, qui sert plusieurs buts : assurer la pérennité de la sonde (garantie constructeur de 50 ans) ; éviter de mettre en contact des nappes aquifères qui étaient à l'origine séparées par une couche imperméable ; maintenir un bon transfert de chaleur entre le milieu géologique et les tubes de la sonde.

Puisque la température du sous-sol à faible profondeur (environ 12°C à 10m) n'est pas suffisante pour subvenir directement au besoin de chaleur d'un bâtiment, cette énergie doit être valorisée dans un circuit secondaire, à l'aide d'une pompe à chaleur.

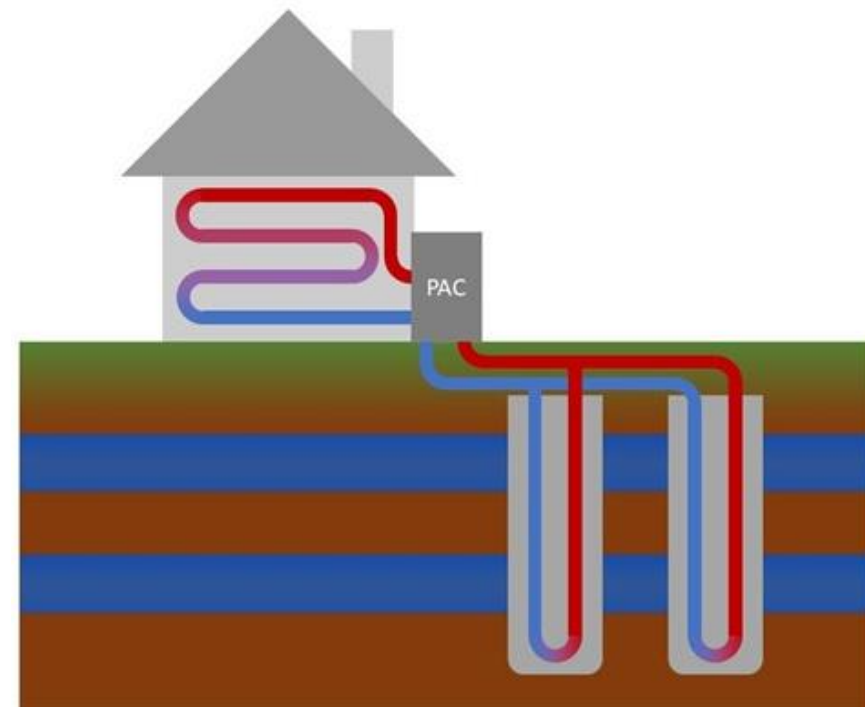


Figure 4 : Implantation d'un champ de sondes géothermiques verticales

B. Fonctionnement d'une Pompe à chaleur (PAC)

Une pompe à chaleur est un dispositif permet de faciliter l'échange de calories entre deux milieux.

Elle possède un deuxième avantage : l'eau circulant dans le sol via les sondes a souvent un régime de température trop faible pour réchauffer directement le bâtiment (10 – 15 °C) ; la pompe à chaleur permet de valoriser la température de cette eau via un circuit secondaire.

Ce système est rendu possible par un « investissement » d'énergie électrique, qui permet de puiser « gratuitement » l'énergie géothermique du sous-sol. Le COP (coefficient of performance) d'une pompe à chaleur définit son efficacité à puiser la puissance du sous-sol en échange d'une puissance électrique.

Ce COP est défini différemment selon que la PAC sert à produire du chaud ou du froid :

$$COP_{chaud} = \frac{P_{géothermique} + P_{électrique}}{P_{électrique}} ; COP_{froid} = \frac{P_{géothermique} - P_{électrique}}{P_{électrique}}$$

L'avantage d'un tel système, c'est que par un système de vannes, il est possible « d'inverser » le montage sous-sol -> PAC -> bâtiment, de sorte à pouvoir produire de la chaleur ou du froid.

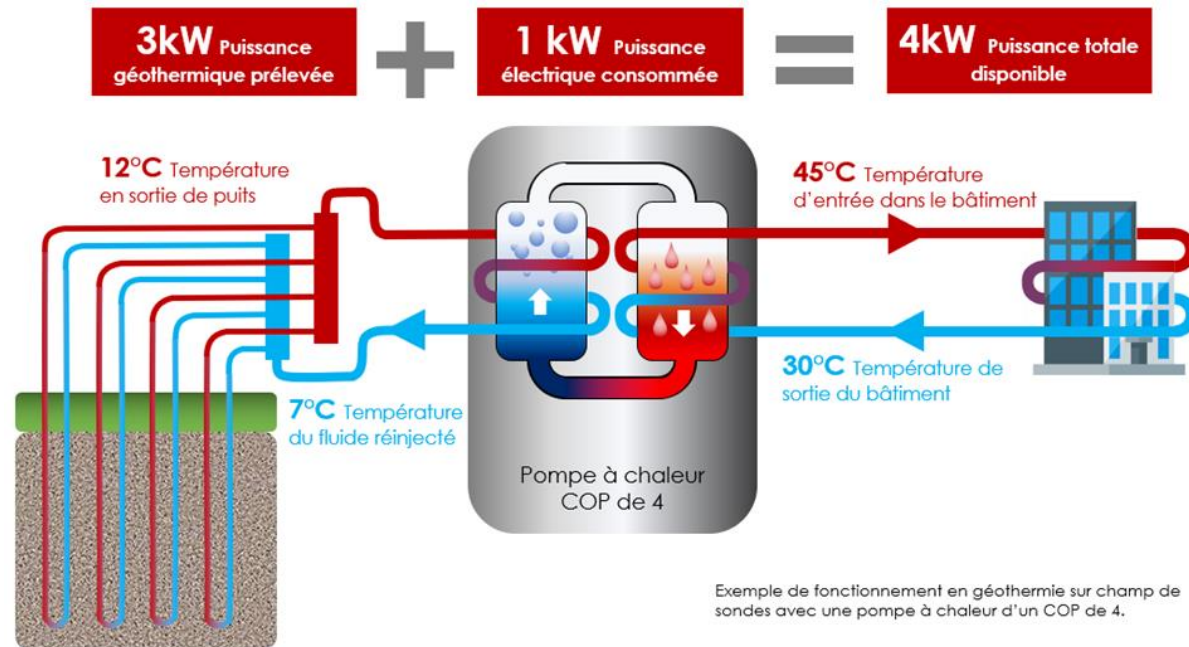


Figure 5 : Illustration du COP d'une pompe à chaleur en production de chaud



Ce schéma de principe est également valable pour une pompe à chaleur aérothermique. La pompe géothermique fonctionne en régime eau/eau, là où une pompe aérothermique fonctionne en régime air/eau.

La pompe à chaleur eau/eau (géothermique) présente deux avantages par rapport à la PAC air/eau (aérothermique) :

- L'eau a un pouvoir calorifique bien plus élevé que l'air, ce qu'il signifie que pour une même puissance extraite, il faut faire circuler beaucoup plus d'air que d'eau.
- A partir de 10m de profondeur, la température devient stable tout au long de l'année. En été, le besoin de rafraîchissement est le plus élevé, mais en toute logique, c'est la période où l'air extérieur est le plus chaud. En appliquant le principe de fonctionnement de la PAC à l'aérothermie, il est alors nécessaire de transmettre des calories depuis le bâtiment, vers de l'air peu conducteur thermiquement et chaud de surcroît. Ces conditions sont tout à fait défavorables au fonctionnement de la PAC, et ont tendance à diminuer drastiquement son COP. Le problème est analogue en hiver, puisque cette fois-ci il est question de soutirer des calories à de l'air froid, pour les transmettre au bâtiment qu'il faut réchauffer. En somme, les PAC en aérothermie sont les plus efficaces dans les périodes climatiques intermédiaires, où le besoin en chaud et froid est de toute façon le plus faible.

Utiliser le sous-sol comme source ou réservoir de calories, c'est s'assurer du fonctionnement stable et efficace de la PAC tout au long de l'année, et peu importe la température extérieure.

C. Scénario 1 & 2 : Cadre réglementaire de la Géothermie de Minime Importance (GMI)

La Géothermie de Minime Importance constitue un statut particulier qui, sous réserve de certaines conditions, permet de s'affranchir de l'obtention d'un permis d'exploitation (article L. 112-1 du code minier), démarche souvent longue et fastidieuse. Un projet de doublet géothermique est éligible à ce régime si :

- La puissance totale échangée avec le sous-sol ne dépasse pas 500kW
- Les puits ne dépassent pas une profondeur de 200m
- La température du fluide circulant dans les sondes ne descend pas sous -3°C et ne dépasse pas les 40°C
- Le projet ne se situe pas en « zone rouge »

A ce titre, le projet devra s'accompagner d'une télédéclaration sur le site <https://geothermie.developpement-durable.gouv.fr/> (article 3 décret n°78-498 du code minier). Dans le cas d'un projet se situant en « zone orange », cette télédéclaration doit s'accompagner d'un avis d'expert géologue attestant de l'absence de risque d'une installation géothermique à cet endroit.



Figure 6 : Carte de zonation de la GMI sur les échangeurs géothermiques fermés (sondes) entre 100 et 200m de profondeur

Le projet se situe en « zone verte » et respecte par ailleurs les autres directives de la GMI, il est donc éligible à ce régime dérogatoire sans avoir recours à un avis d'expert.



IV. Contexte réglementaire du site

A. SDAGE

Le site d'étude se situe sous l'emprise du Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux (SDAGE) du bassin Loire-Bretagne.

14 objectifs sont tenus par le SDAGE Loire-Bretagne :

- Repenser les aménagements des cours d'eau dans leur bassin versant
- Réduire la pollution par les nitrates
- Réduire la pollution organique, phosphorée et microbiologique
- Maîtriser et réduire la pollution par les pesticides
- Maîtriser et réduire les pollutions dues aux micropolluants
- Protéger la santé en protégeant la ressource en eau
- Gérer les prélèvements d'eau de manière équilibrée et durable
- Préserver et restaurer les zones humides
- Préserver la biodiversité aquatique
- Préserver le littoral
- Préserver les têtes de bassin versant
- Faciliter la gouvernance locale et renforcer la cohérence des territoires et des politiques publiques
- Mettre en place des outils réglementaires et financiers
- Informer, sensibiliser, favoriser les échanges

Le Programme de Mesures associé au SDAGE synthétise les actions techniques, financières ou réglementaires à mettre en œuvre pour atteindre les objectifs du SDAGE.

En particulier, plusieurs points d'intérêt du SDAGE concernent la géothermie sur sondes et sur nappe :



« **6E-4** : L'usage de la géothermie privilégie les solutions techniques, adaptées au projet considéré, pour lesquelles les forages n'atteignent ou ne traversent pas les NAEP. En particulier, en présence d'une nappe sus-jacente à une NAEP, disponible pour un usage de géothermie :

- les forages de géothermie ne devront pas atteindre la NAEP
- pour les échangeurs sur sonde (échangeurs géothermiques fermés), la profondeur de l'échangeur est limitée à la dernière formation géologique qui précède la NAEP et à la couche géologique imperméable qui la protège lorsqu'elle existe.

En l'absence d'autres nappes ou alternatives, si l'activité de géothermie ne peut être réalisée que sur une NAEP ou en lien avec cette nappe, elle est soumise aux conditions suivantes :

- le choix du type de géothermie devra permettre de limiter au maximum le nombre de forages
- pour les échangeurs sur sonde, la profondeur de l'échangeur est limitée à la première formation géologique NAEP. »

Le forage des puits se fera avec les normes en vigueur (norme NF X10-999 de 2014). L'intégralité des sondes seront cimentées de bas en haut pour assurer leur étanchéité. Aucune NAEP ne sera traverser ou atteinte.



B. Code Civil

Du point de vue du Code Civil (Article 2270), le constructeur d'un ouvrage est responsable des dommages éventuels causés par l'ouvrage. Cette responsabilité est engagée pendant une période de 10 ans (garantie décennale). Ainsi, le Maître d'Ouvrage devra s'assurer que l'entreprise de forage est bien titulaire d'une police « responsabilité civile décennale ».

C. SAGE

Le projet est concerné par le Schéma d'Aménagement et de Gestion des Eaux (SAGE) du golfe du Morbihan et ria d'Étel (

) en vigueur depuis le 24 avril 2020. Son code est SAGE4053. Il possède 4 enjeux majeurs répertoriés ci-dessous :

- Gouvernance de l'eau
- Qualité des eaux douces et littorales
- Qualité des milieux aquatiques
- Quantité

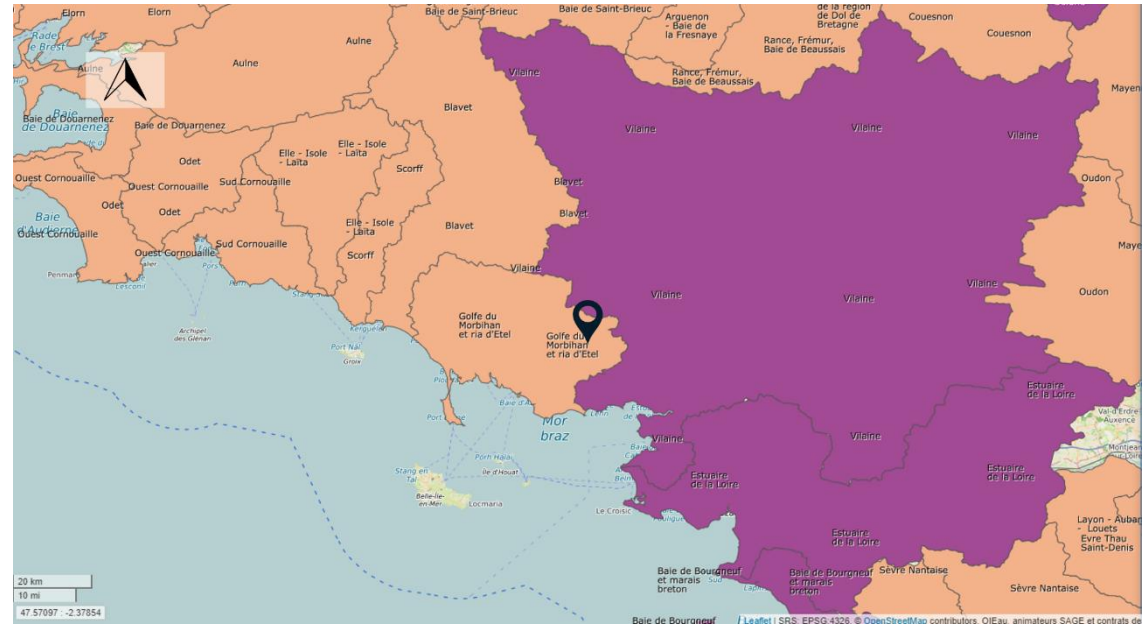


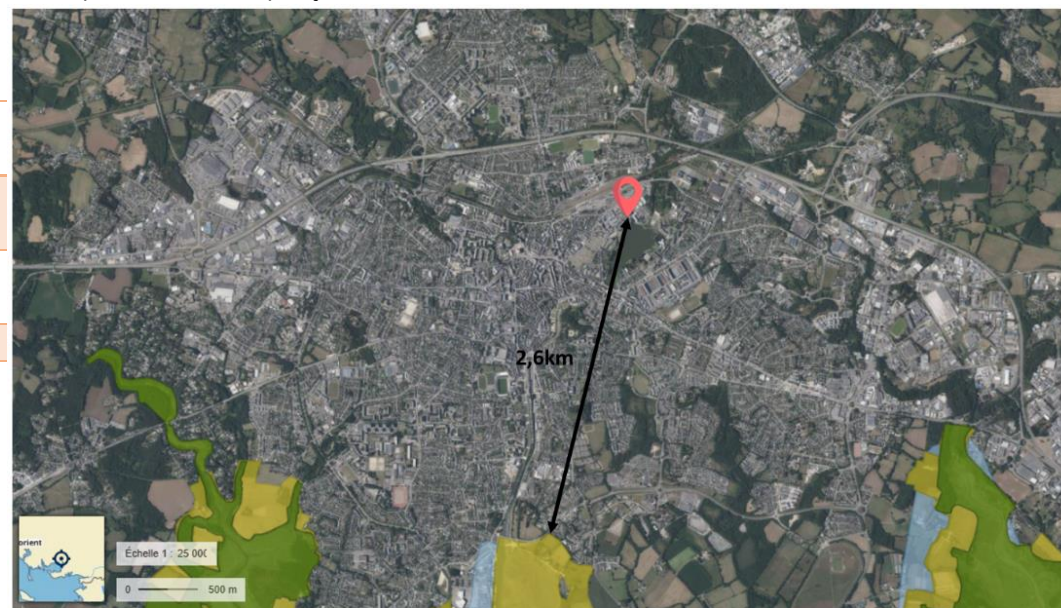
Figure 7 : Emprise des SAGE à proximité du site (source : GEST'EAU, carte de situation au 29 janvier 2025).

Le projet ne portant pas atteinte à l'intégrité de la nappe, aussi bien quantitativement que qualitativement, il est en accord avec les SAGE du golfe du Morbihan et ria d'Étel.

D. Zones naturelles

Trois zones naturelles de type ZNIEFF II, I et Natura 2000 se situent à proximité du projet :

Code	Nom	Type	Superficie (ha)
530030007	ANSE ET RIVES DU VINCIN	ZNIEFF II	107
FR5310086	GOLFE DU MORBIHAN	NATURA 2000	9 502
530015664	MARAIS DE SENE	ZNIEFF I	1015



Données cartographiques : © IGN, Mégalis Bretagne, INPN, MTES, MNHN.

Figure 8 : Périmètres des zones naturelles à proximité du site (source : Géoportail ; consultation : janvier 2025)

Cependant, le site ne se situe sur l'emprise d'aucune d'elle (Figure 8), aucune disposition particulière n'est à prendre.

Contrainte réglementaire	Validité du projet en GMI
Installation située hors de l'emprise d'une zone naturelle	✓

E. Forages à proximité et périmètres de protection

L'ARS recense un captage d'adduction d'eau potable à proximité de la zone d'étude (Figure 9). Ce captage fait l'objet de périmètre de protection immédiat, rapprochée et éloignée. Situés à une distance considérable du projet, ce dernier n'aura aucune influence notable sur ces captages, aucune précaution supplémentaire n'est à prendre.



Figure 9 : Périmètres de protection de captages d'eau potable à proximité du site (source : ARS ; consultation : janvier 2025)

Contrainte réglementaire	Validité du projet en GMI
Pas de forage dans l'emprise d'un périmètre de protection immédiat ou rapproché de captage d'eau	✓
Forages situés à plus de 35m de tout ouvrage souterrain de prélèvement d'eau destiné à la consommation humaine	✓

F. Plan de prévention des risques

Le projet se situe à proximité du plan de prévention des risques inondation (PPRI) bassins versants vannetais (Vannes) et sous l'emprise communal de la ville de Vannes (Figure 10). Cependant, du fait de la cimentation complète des installations de géothermie sur sondes, aucune disposition particulière n'est à prendre.

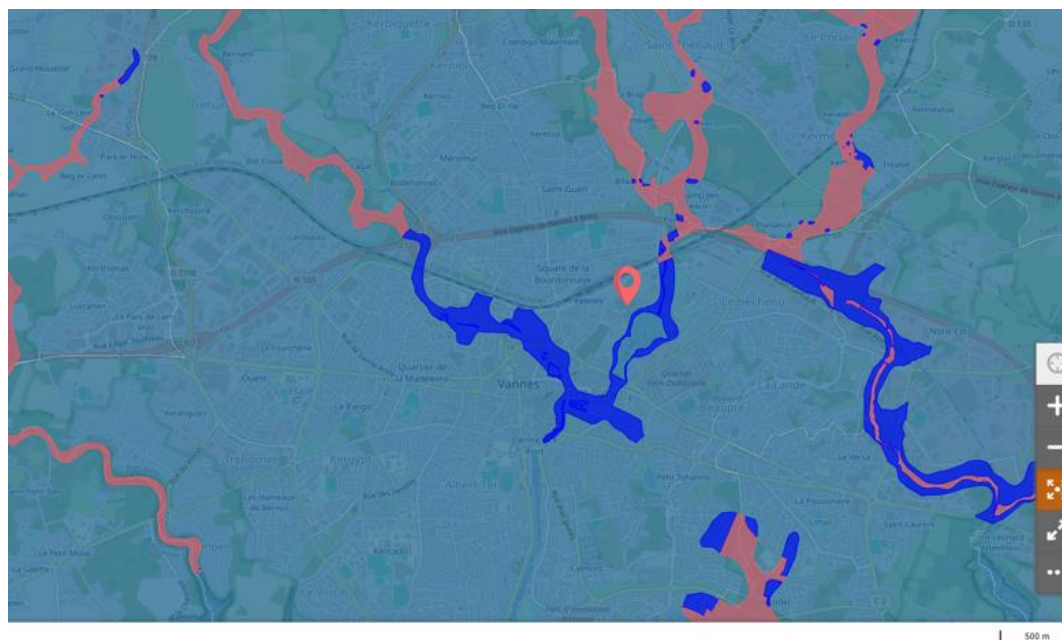


Figure 10 : Plans de prévention des risques à proximité du site (source : Géorisques ; consultation : janvier 2025)



G. BASOL

Les sites pollués ou potentiellement pollués appelant une intervention des pouvoirs publics à titre préventif ou curatif (base de données BASOL) référencés à Vannes sont présents dans la Figure 11. Le site le plus proche est situé à 400m du projet, aucune disposition particulière n'est à prendre.

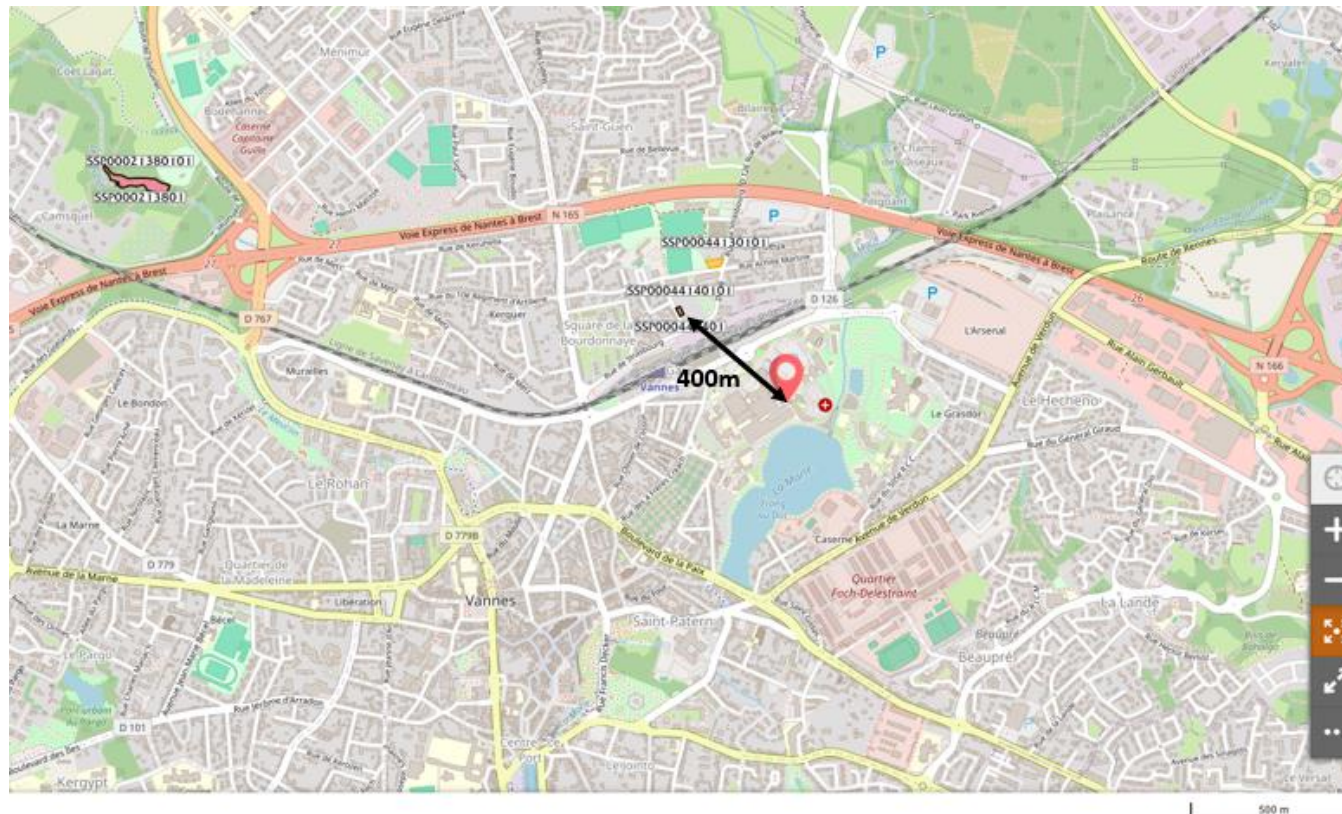
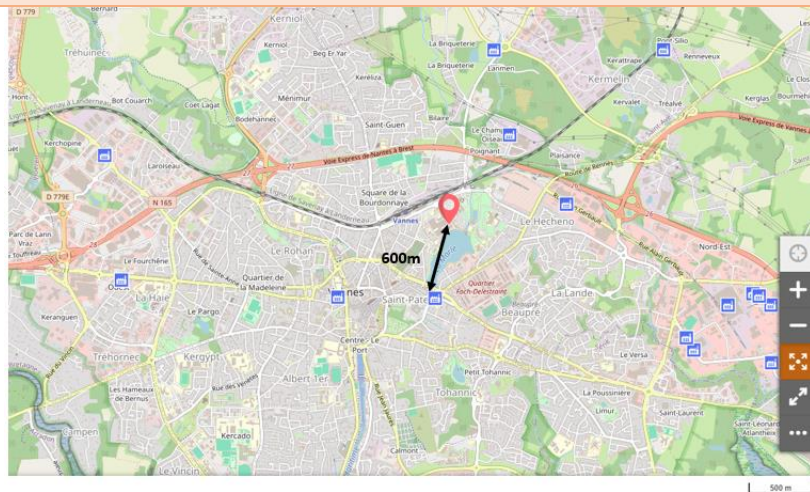


Figure 11 : Site pollué ou potentiellement pollué à proximité du site (source : Géorisques ; consultation : janvier 2025)

H. ICPE

Plusieurs Installations Classées pour la Protection de l'Environnement sont référencées à proximité du site (**Erreur ! Source du renvoi introuvable.**2). De nombreuses informations sont disponibles concernant la nature de ces ICPE (notamment s'il s'agit d'ateliers, de réparation et installation de machines et équipements, fabrication de matériels de transport, collecte, traitement et élimination de déchets). Néanmoins, leur distance au projet est suffisante, il ne présente pas de risques quant à la contamination des nappes aquifères. Le forage devra être situé à plus de 200 mètres de toute installation de stockage de déchet relevant de la rubrique 2760 de la nomenclature des installations classées.

Types de risques ICPE	Nom de l'établissement	Statut SEVESO
ICPE non renseigné	LA SIGNALISATION BRETAGNE	Non Seveso
Activités pour la santé humaine, travail du bois et fabrication d'articles en bois	LE GAL SA	Non Seveso
Production et distribution d'électricité, de gaz, de vapeur et d'air conditionné	MORBIHAN ENERGIES	Non Seveso
Industrie pharmaceutique	HITEX SAS	Non Seveso
Collecte, traitement et élimination des déchets ; récupération	SARP OUEST	Non Seveso
Commerce de gros, à l'exception des automobiles et des motocycles	COVAM	Non Seveso



Contrainte réglementaire	Validité du projet en GMI
Forages situés à plus de 35m de tout ouvrage de traitement des eaux usées	✓
Forages situés à plus de 35m de bâtiments d'élevage et leurs annexes relevant des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE)	✓
Forages situés à plus de 200m de toute installation de stockage de déchet relevant de la rubrique 2760 de la nomenclature des installations classées	✓

Figure 12 : ICPE à proximité du site, (source : Géorisques ; consultation : janvier 2025)

I. Transport et stockage de matières dangereuses

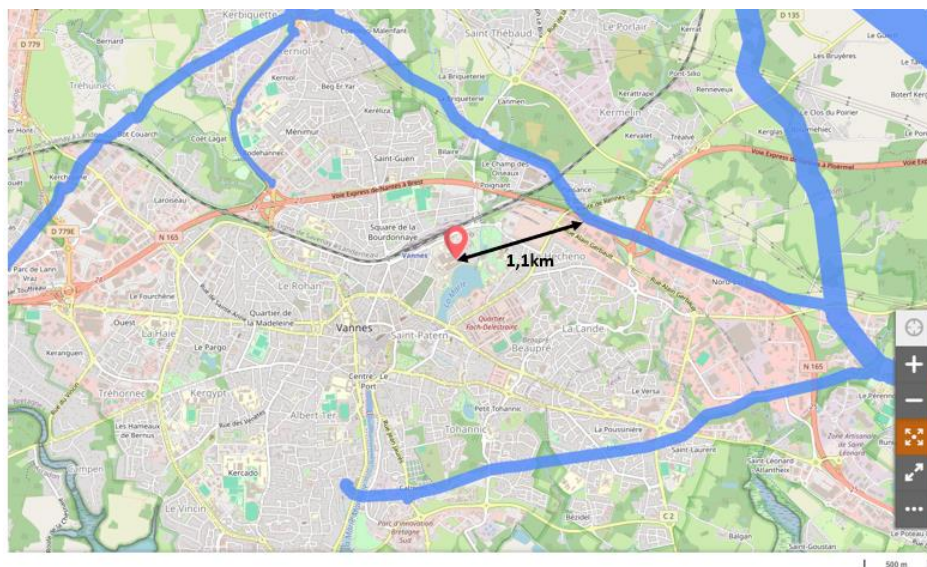


Figure 13 : Canalisations de transport de matières dangereuses à proximité du site (source : Géorisques ; consultation : janvier 2025)

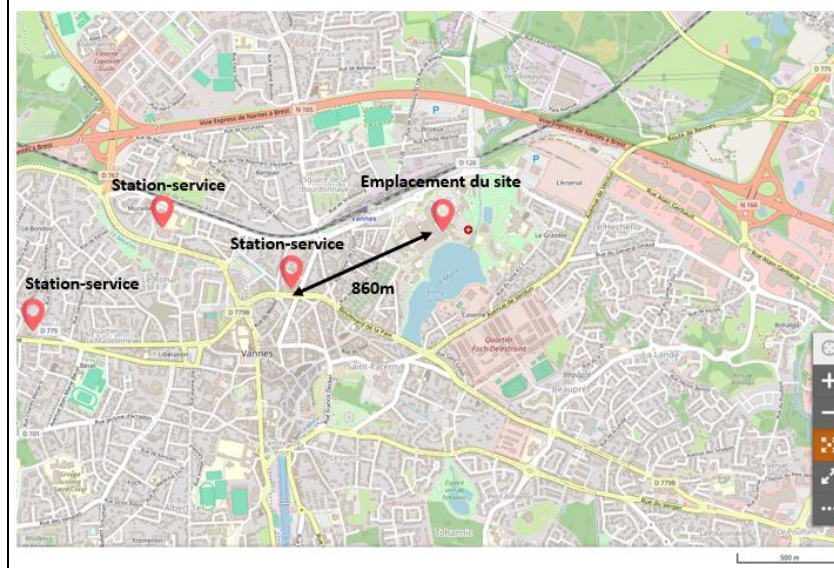


Figure 14 : Station-service les plus proches du site (source : Géoportail ; consultation : janvier 2025)

Le projet se situe à 1.1km d'une canalisation de transport de matières dangereuses (gaz, hydrocarbures, produits chimiques), il s'agit ici de gaz naturel (Figure 13). La station-service la plus proche se situe à 860m du projet (Figure 14). Les sondes géothermiques vont devoir se situer à plus de 35 mètres de tout stockage d'hydrocarbures.

Contrainte réglementaire	Validité du projet en GMI
Forages situés à plus de 35m de tout stockage d'hydrocarbures, de produits chimiques, de produits phytosanitaires ou autres produits susceptibles d'altérer la qualité des eaux souterraines	✓



J. Réseaux d'eaux usées

Afin d'éviter la contamination des eaux profondes, les forages doivent être à une distance de 5m de toute conduite d'assainissement collectif ou non collectif.

Contraintes réglementaires	Validité du projet en GMI
Forages situés à plus de 5m de toute conduite d'assainissement individuelle ou collective d'eaux usées ou transportant des matières susceptibles d'altérer la qualité des eaux souterraines.	A confirmer

V. Enquête hydrogéologique

A. Contexte géologique

D'après la carte géologique du BRGM au 1/50 000 de Vannes (Figure 15), le site repose sur des formations du socle granitiques, des roches cristallines. Les différents puits forés à Vannes nous permettent d'établir un log géologique prévisionnel au droit du site présentés ci-dessous :

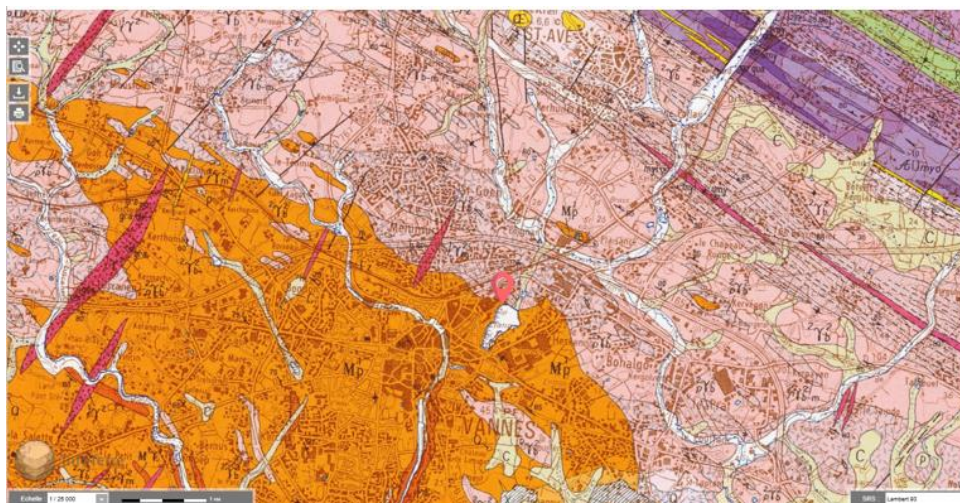


Figure 15 : Géologie affleurante à proximité du site (source : BRGM ; consultation : janvier 2025)

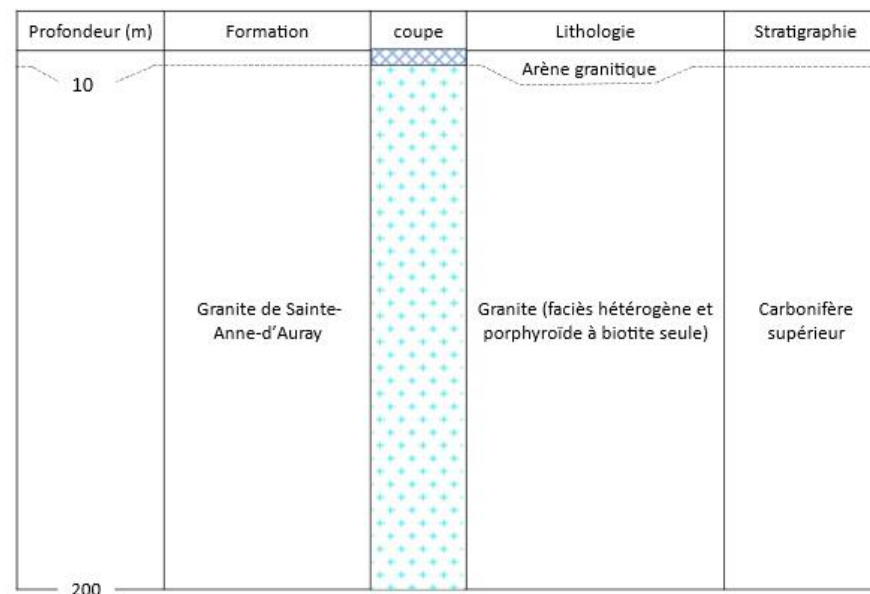


Figure 16 : Log géologique prévisionnel

B. Contexte hydrogéologique du site

Un aquifère est présent au droit du site. Il est référencé par le Service d'Administration Nationale des Données et Référentiels sur l'Eau (SANDRE).

- **GG012 : massif plutonique semi-perméable des bassins de Vincin, de la Marle et Liziec de leurs sources à la mer, côtiers et îles de Golfe de Morbihan : Cette nappe se situe dans un milieu fissuré du socle du massif armoricain.**

Sur une dizaine de mètres, le forage devrait rencontrer des altérites, résultat de la dégradation du granite. Dans les couches sous-jacentes, on retrouve le granite « sain ».

Le passage à proximité du site de la « zone de cisaillement extensive de Sarzeau » semble indiquer que des mouvements tectoniques locaux ont pu fissurer les couches granitiques du sous-sol.

Deux piézomètres d'observation recensés à 7km au sud-est du site permettent d'estimer que la surface piézométrique se situe à environ 10 m de profondeur.

Cet aquifère est principalement constitué de fissures au sein du socle granitique au sein desquelles l'eau circule librement. Cet aquifère est relativement hétérogène. Dans le cadre d'ouvrages géothermiques sur sonde où l'intégralité du forage est cimentée de bas en bas, la présence de ce type d'aquifère a relativement peu d'impact sur la productivité de la sonde.

Conclusion partielle : Le contexte géologique du site est propice à la géothermie sur sondes géothermiques verticales. La présence d'une nappe souterraine dans le sous-sol implique une attention particulière à la bonne cimentation des sondes.

VI. Evaluation géothermie sur sondes

Lors du dimensionnement d'un champ de sondes géothermiques, le paramètre limitant est la **température moyenne du fluide caloporteur** au sein des sondes. En effet, elle ne doit pas être trop basse, ni trop élevée pour conserver le régime de la GMI (les limites sont fixées à **-3°C** et **40°C**).

Une géomodélisation est effectuée afin d'une part de quantifier la réponse thermique dynamique du sous-sol au fonctionnement du champ de sonde sur plusieurs années. D'autre part, elle permet d'optimiser la profondeur des sondes géothermiques pour permettre de répondre au besoin en énergie/puissance géothermique, tout en gardant la température du fluide caloporteur dans les limites imposées ci-dessus. L'ensemble de ces paramètres est étudié dans la suite de ce chapitre.

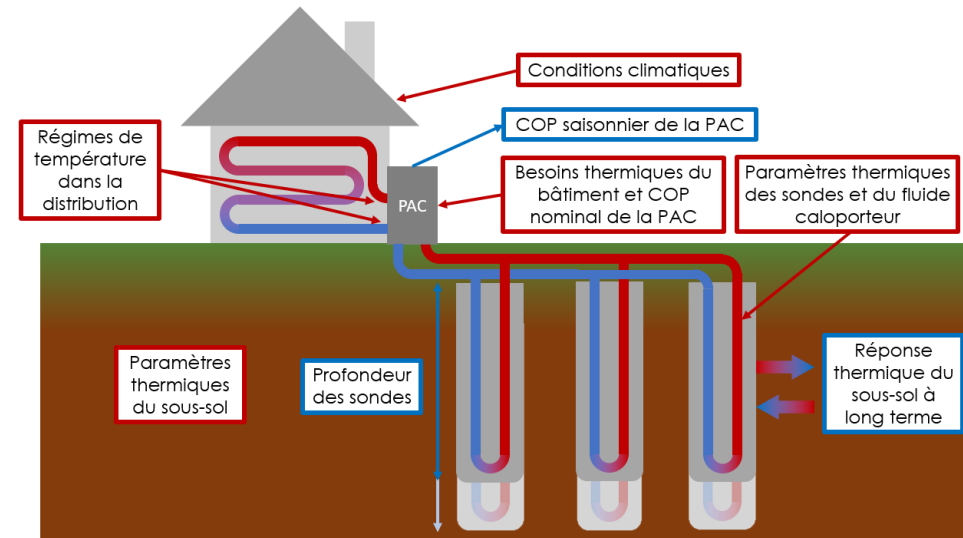


Figure 17 : Schéma de principe des entrées et sorties d'une Géomodélisation

A. Logiciel PILESIM

Le comportement de la pompe à chaleur et du sous-sol seront modélisés sur le logiciel PILESIM 2.1. Ce programme accepte en entrée les besoins thermiques en chaud du projet, la température extérieure, les propriétés thermiques du sol, les caractéristiques de la pompe à chaleur, la géométrie et les propriétés des sondes, ainsi que les régimes de température exigés dans la distribution. En particulier, cette méthode de calcul permettra de définir l'impact thermique du système sur cinquante ans, tout en recalculant à chaque pas de temps le COP de la PAC en fonction des régimes de température dans la distribution et dans les sondes.

B. Propriétés thermiques du sous-sol

Deux caractéristiques majeures de chaque type de terrain rencontré doivent être évalués afin de pouvoir estimer l'impact thermique des sondes :

La capacité thermique volumique (C_m) : à savoir la capacité qu'a un matériau à emmagasiner la chaleur par °C gagné (en J/m³/K)

La conductivité thermique λ : à savoir la capacité qu'a un matériau à conduire la chaleur (en W/m/K)

Ces paramètres peuvent être estimés grâce à la littérature (Pahud, 2002) et grâce aux résultats du Test à Réponse Thermique :

	Résultats du TRT
Température initiale	14,92°C
Conductivité thermique	3,46 W/m/K
Capacité thermique	2,42 MJ/m ³ /K

Figure 18 : Synthèse des résultats du TRT réalisé par la société SOLEO et STRATEGEO entre le 18/09/2023 et le 21/09/2023

Pour la suite des calculs, une **conductivité de 3.46 W/m/K** et une **capacité thermique volumique de 2,42 MJ/m³/K** vont être retenues.

Par ailleurs, d'après la bibliographie, la température moyenne de surface est estimée à **12.3°C** et le flux géothermique local à **0,07 W/m²**.

C. Paramètres de la PAC

Le système fonctionnera avec une PAC géothermique réversible afin de produire du chauffage ou du rafraîchissement en fonction des besoins dans le Scénario 1 et PAC géothermique va produire du rafraîchissement seulement pour le Scénario 2. Les modèles choisis et ses caractéristiques dans les conditions d'application du projet sont disponibles dans le tableau suivant :

Marque		Scénario 1 :	Scénario 2 :
Modèle		A DETERMINER	A DETERMINER
Chauffage	Puissance calorifique nominale	666 kW	-
	COP nominal	4	-
	Régime de température nominal à l'évaporateur	12/7°C	-
	Régime de température nominal au condenseur	45/40°C	-
Refroidissement	Puissance calorifique nominale	350 kW	240 kW
	COP nominal	4	4
	Régime de température nominal à l'évaporateur	12/7°C	12/7°C
	Régime de température nominal au condenseur	35/30°C	35/30°C



*Dans le cadre de l'éligibilité au Fond Chaleur, il est demandé d'installer une PAC ayant un COP nominal minimum de 4, afin de garantir l'installation d'une machine performante.

Néanmoins, il faut garder à l'esprit que ce COP nominal est relatif à des régimes de température favorables au fonctionnement efficace d'une PAC (en l'occurrence : condenseur : 35/30°C, évaporateur : 0/-3°C pour une géothermie sur sondes).

D. Géométrie et propriétés des sondes

Les propriétés et la configuration des sondes sont résumés dans la figure suivante :

	Configuration	Double-U
Sonde	Diamètre (mm)	150
	Ecart moyen entre les sondes (m)	10
	λ du coulis (W/m/K)	2
	Résistance thermique de la sonde (K/W/m)	0.08
	Résistance thermique interne de la sonde (K/W/m)	0.1
Tube PEHD	Diamètre extérieur (mm)	32
	Epaisseur (mm)	3
	λ (W/m/K)	0,42
	Ecartement (mm)	80
Fluide caloporteur (eau glycolée)	λ (W/m/K)	0,48
	C_{fluide} (MJ/m ³ /K)	3795
	Masse volumique	1052
	Viscosité (kg/m/s)	0,0052
	Température de gel (°C)	-14

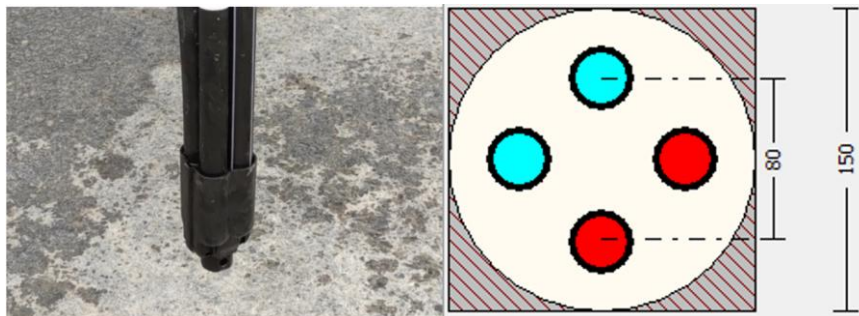


Figure 19 : Propriétés et géométrie des sondes

Remarque : Le logiciel ne prend pas en compte la géométrie du champ de sondes, mais modélise un champ de sondes cylindrique, ce qui contribue à l'appauvrissement thermique du sous-sol et rend le dimensionnement pessimiste. Cet effet sera considéré ici comme un facteur de sécurité.

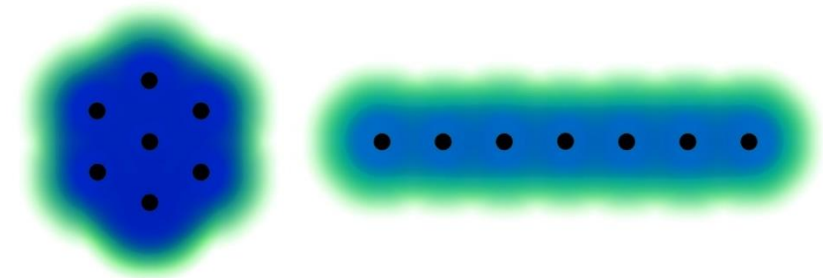


Figure 20: Impact thermique théorique de sondes géothermiques dans le sous-sol en fonction de leur disposition. A gauche ; disposition cylindrique des sondes telle que modélisée par PILESIM, défavorable comparée à une disposition alignée représentée à droite

E. Scénario 1 : Résultats de la géomodélisation : Chauffage et Refroidissement

Le fonctionnement global du système en choisissant une configuration de **60 sondes espacées de 10m** et profondes de **150m** est résumé dans le schéma suivant :

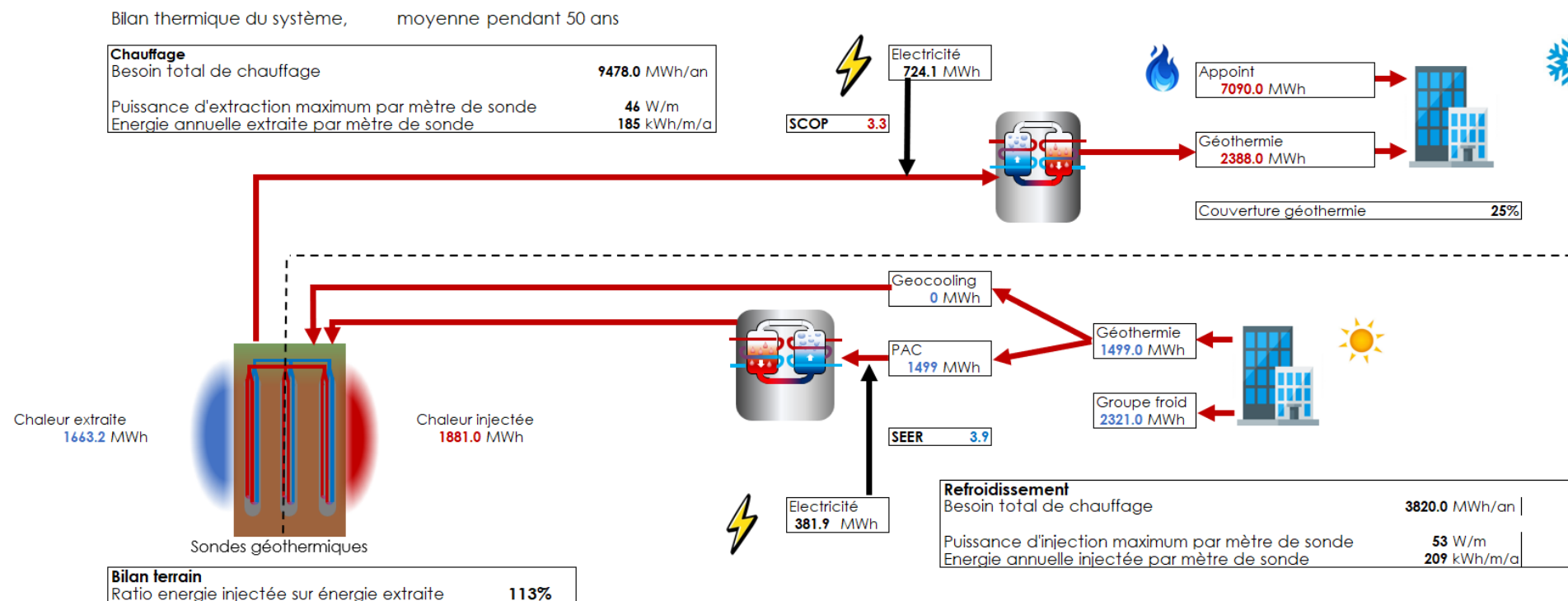


Figure 21 : Bilan thermique annuel du système en moyenne sur cinquante ans de fonctionnement

La réinjection de calories dans le sous-sol, lors de la production de chauffage et de rafraîchissement de manière réversible, va permettre au sol de se recharger thermiquement et d'éviter son épuisement. Après 50 ans de fonctionnement, **la température minimale atteint ~1.36°C.**

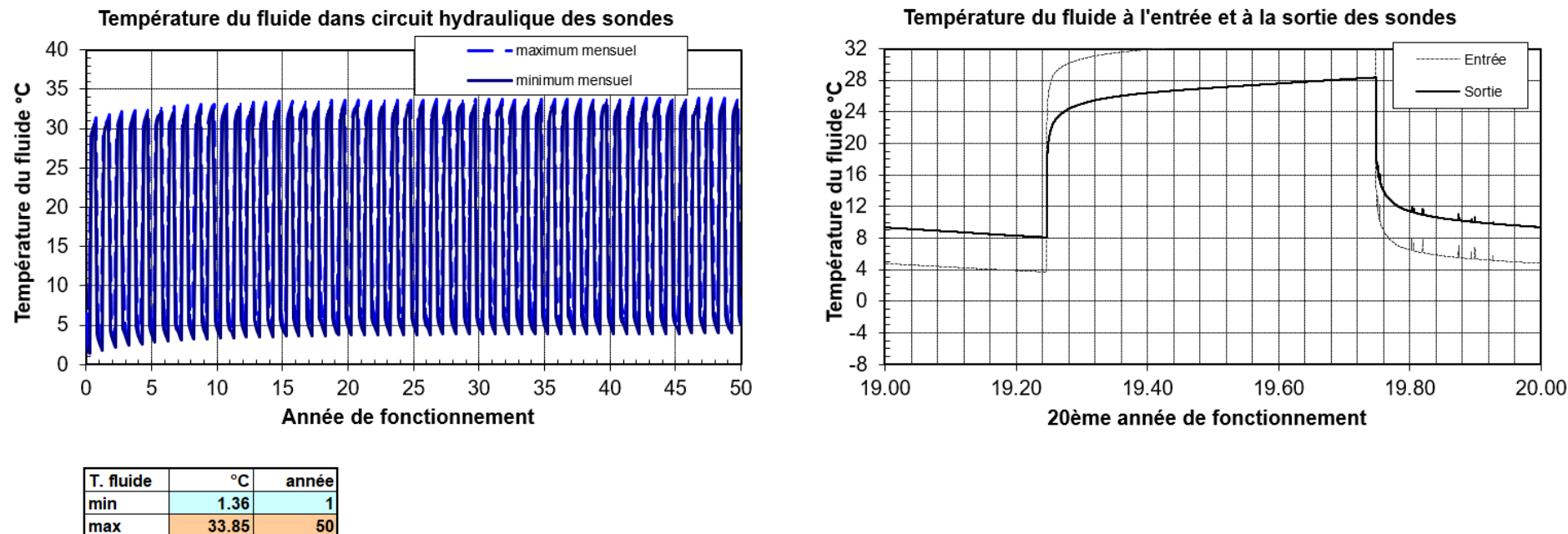


Figure 22 : Evolution de la température du fluide caloporteur au cours du fonctionnement du système

Contraintes réglementaires	Valeur du projet	Validité du projet en GMI
La température du fluide circulant dans les sondes ne descend pas sous -3°C et ne dépasse pas les 40°C	De 1.36°C à 33.85°C	✓

F. Scénario 2 : Résultats de la géomodélisation : Refroidissement seulement

Le fonctionnement global du système en choisissant une configuration de **315 sondes espacées de 10m** et profondes de **150m** est résumé dans le schéma suivant :

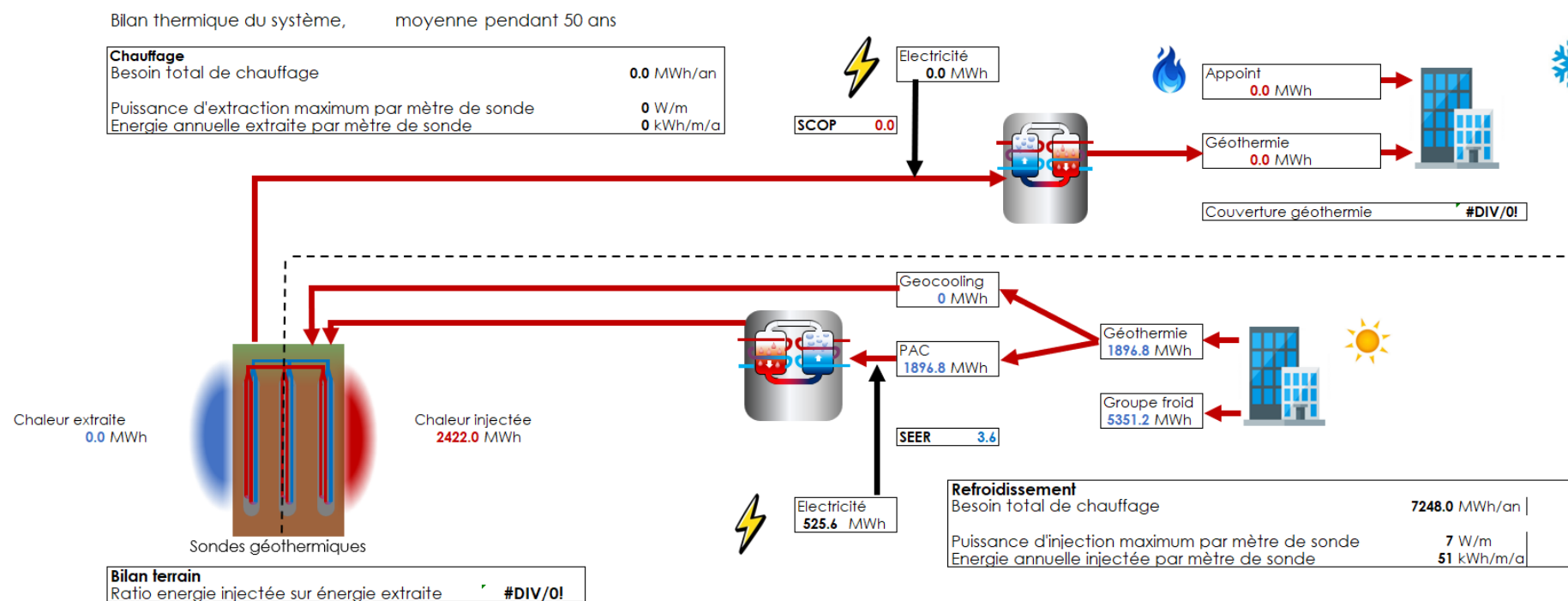
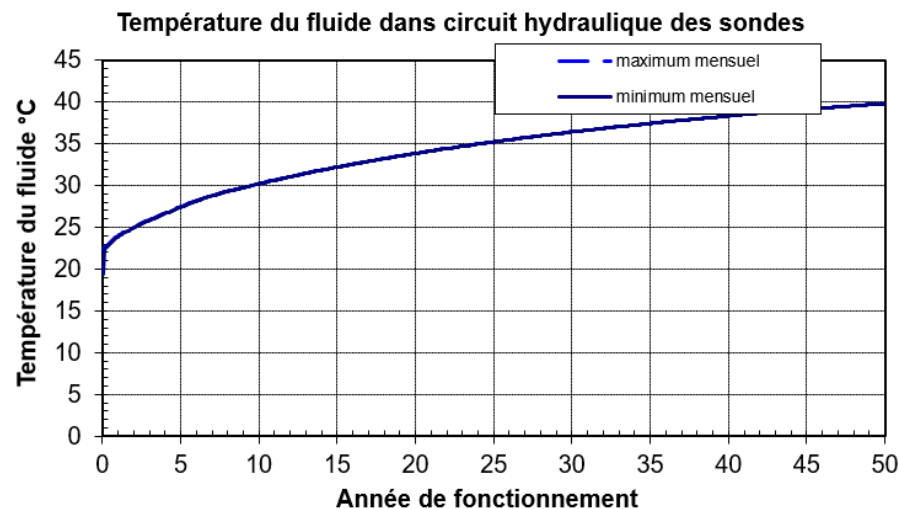


Figure 23 : Bilan thermique annuel du système en moyenne sur cinquante ans de fonctionnement



En l'absence de réinjection de calories dans le sous-sol, ce dernier se décharge progressivement (on parle de « dérive thermique »). Après 50 ans de fonctionnement, **la température minimale atteint ~19.35°C**.



T. fluide	°C	année
min	19.35	1
max	39.81	50

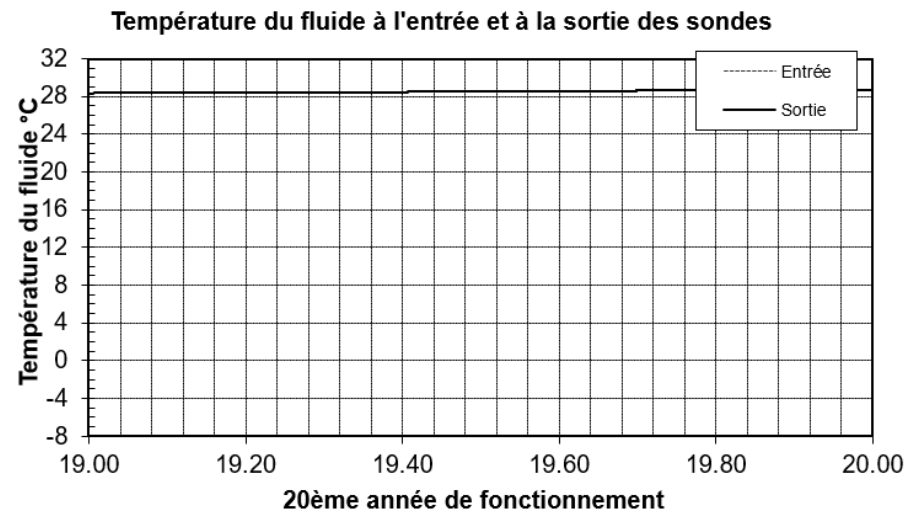


Figure 24 : Evolution de la température du fluide caloporteur au cours du fonctionnement du système

Contraintes réglementaires	Valeur du projet	Validité du projet en GMI
La température du fluide circulant dans les sondes ne descend pas sous -3°C et ne dépasse pas les 40°C	De 19.35°C à 39.81°C	✓



G. Commentaires sur la simulation

- L'évolution de la température dans le champ de sonde est due à un déséquilibre entre les besoins calorifiques et frigorifiques. Cependant, la variation de température reste dans les limites réglementaires et ne perturbe pas le bon fonctionnement du système.
- Les besoins en rafraîchissement estimés sur site comparés aux besoins en chaud, seraient à même de compenser la chaleur extraite du sol (quand on « fait du froid » en géothermie, on dissipe les calories excédentaires du site dans le sous-sol).
- Un total de 60 sondes profondes de 150 mètres est suffisant pour assurer les besoins couverts par la géothermie (Scénario 1).
- Un total de 315 sondes profondes de 150 mètres est suffisant pour assurer les besoins en rafraîchissement seulement par la géothermie (Scénario 2).

H. VRD

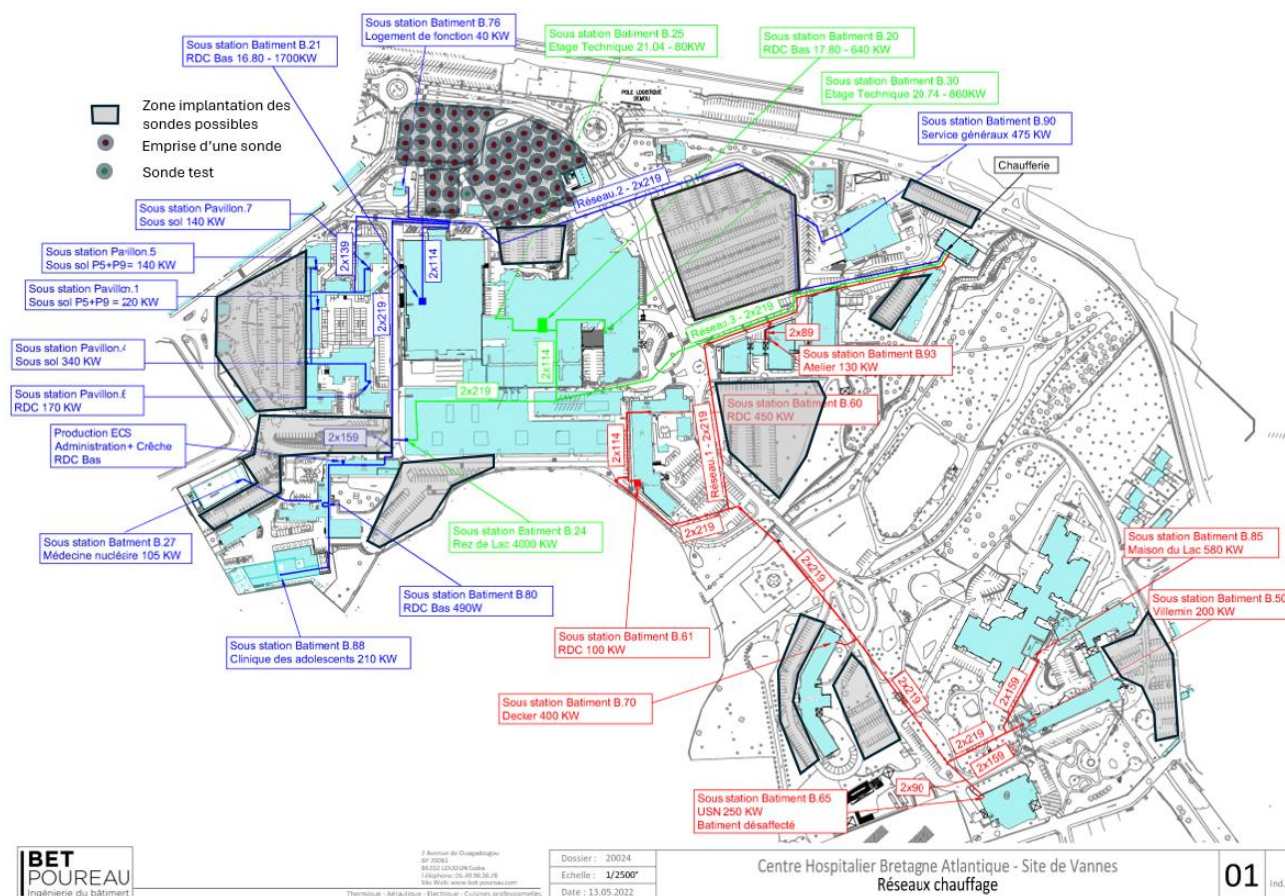
Les travaux de VRD consisteront à poser en tranchée des tuyauteries en PE à une profondeur minimale de 80cm au sommet de la conduite.

Le réseau sera en matériaux PE100 PN12 DN40. Pour le projet, une longueur de tranchées de 1200m (Scénario 1) et 6 000m (Scénario 2) ont été considérées.



I. Emplacement des sondes : Scénario 1

Chaque sonde devra être espacée de 10 mètres entre elles. De plus, les 60 sondes devront se trouver à au moins 5 mètres de tout réseau d'eau usées. L'implantation des sondes prévue correspond aux attentes du dimensionnement.





VII. Coûts d'investissement, de maintenance et d'exploitation

A. Scénario 1 : Evaluation des investissements sous-sol

Objet	Montant €HT
VRD Tranchées 100€/ml	120 000
Forage des sondes géothermiques Forage 59 sondes à 150m (sonde test existante) Pose des PE double U Cimentation des sondes Fourniture et pose d'un collecteur Fourniture et pose des canalisations reliant le champ de SGV au local technique PE DN40 PN12 Remplissage en eau glycolée Essais de pertes de charge et équilibrage	767 000
AMO installations sous-sol Coordination des forages et tests AMO pendant phases clé	61 400
Total pour la partie sous-sol	948 400

Ces coûts d'investissement sont basés sur des ratios et tarifs des différents opérateurs économiques à date de réalisation de l'étude, ils peuvent avoir évolué au moment de la mise en œuvre du projet et ne remplacent pas les devis qui seront proposés.



B. Scénario 2 : Evaluation des investissements sous-sol

Objet	Montant €HT
VRD Tranchées 100€/ml	600 000
Forage des sondes géothermiques Forage 314 sondes à 150m (sonde test existante) Pose des PE double U Cimentation des sondes Fourniture et pose d'un collecteur Fourniture et pose des canalisations reliant le champ de SGV au local technique PE DN40 PN12 Remplissage en eau glycolée Essais de pertes de charge et équilibrage	4 082 000
AMO installations sous-sol Coordination des forages et tests AMO pendant phases clé Test de réponse thermique	326 500
Total pour la partie sous-sol	5 006 500

Ces coûts d'investissement sont basés sur des ratios et tarifs des différents opérateurs économiques à date de réalisation de l'étude, ils peuvent avoir évolué au moment de la mise en œuvre du projet et ne remplacent pas les devis qui seront proposés.

C. Coûts de maintenance et d'exploitation

Scénario 1 :

Les coûts de fonctionnement seront, pour la partie sous-sol, exclusivement liés à la consommation électrique de la pompe à chaleur et de la pompe de circulation du circuit primaire. Nous estimons la consommation électrique annuelle de la partie primaire de la géothermie à **1 106 MWh** pour le modèle Scénario 1.

Le remplacement du glycol tous les dix ans représente un coût à l'année de **1 200€**.

Scénario 2 :

Les coûts de fonctionnement seront, pour la partie sous-sol, exclusivement liés à la consommation électrique de la pompe à chaleur et de la pompe de circulation du circuit primaire. Nous estimons la consommation électrique annuelle de la partie primaire de la géothermie à **525.6 MWh** pour le modèle Scénario 2.

Le remplacement du glycol tous les dix ans représente un coût à l'année de **2 500€**.

D. Evaluation des aides

Le forfait d'aide ADEME Fonds Chaleur peut financer une partie du projet, selon les modalités suivantes :

	Production de CHAUD	Production de FROID
Technologie	Aide forfaitaire en €/MWh EnR/an (sur 20 ans) en mode chaud	Aide forfaitaire en €/MWh EnR/an (sur 20 ans)
PAC sur sondes et géostructures énergétiques	50 €/MWh EnR	13 €/MWh EnR
PAC sur échangeurs compacts géothermiques	44 €/MWh EnR	13 €/MWh EnR
PAC sur eau de nappe, sur eau de mer et sur eaux usées	25 €/MWh EnR	13 €/MWh EnR

Scénario 1 :

La production de chaud et de froid renouvelable par PAC géothermique est calculée à partir de la formule suivante :

Production d'EnR&R chaud = Production utile de chaud issu de la PAC – Consommation électrique de la PAC = **2 174 MWh EnR/an** pour le modèle base

Production d'EnR&R froid = (Production utile de froid issu de la PAC) x (SEER – 3,2)/10,6 = **133 MWh EnR/an**

Cela représente une aide sur 20 ans de :

Aide éligible = $(2174 \times 50 + 132.6 \times 13) \times 20 = \mathbf{2\,208\,500\,€}$, soit **100%** du coût d'investissement sous-sol. **Il est important de noter que l'aide du Fonds chaleur est soumise à un plafond dépendamment du porteur de projet.**

Scénario 2 :

Production d'EnR&R froid = (Production utile de froid issu de la PAC) x (SEER – 3,2)/10,6 = **132 MWh EnR/an**

Cela représente une aide sur 20 ans de :

Aide éligible = $(132.2 \times 13) \times 20 = \mathbf{34\,375\,€}$, soit **0.006%** du coût d'investissement sous-sol. Il est important de noter que l'aide du Fonds chaleur est soumise à un plafond dépendamment du porteur de projet.