

03.05.2021
Version 3

RAPPORT PARTIE 1

Schéma Directeur des Réseaux de chaleur de Le Mans Métropole (72)

| |

 MAÎTRE D'OUVRAGE



Destinataire

Nom

LMM L. Schausi

Approbateur

Nom

IC J. Durand
SERMET C. Huard

Rédacteur

Nom

IC A. Le denn, J. Durand

SOMMAIRE

1. PREAMBULE	5
1.1 Les acteurs de l'étude	5
1.1.1 Maîtrise d'ouvrage	5
1.1.2 Assistance à Maîtrise d'Ouvrage	5
1.2 Neutralité carbone et politique des territoires	6
1.2.1 Politique nationale	6
1.2.2 Chauffage électrique et réseau électrique français	7
1.2.3 Contenu CO ₂ et taux d'EnR&R des réseaux d'énergies	9
1.3 Lutte contre la précarité énergétique	9
1.4 Contexte et enjeux locaux	10
1.4.1 Le territoire de Le Mans Métropole	10
1.4.2 Les réseaux de chaleur de Le Mans Métropole	11
1.4.3 Enjeux du schéma directeur	14
2. AUDIT DU RESEAU SYNER'GIE	19
2.1 Présentation du réseau de chaleur Syner'gie	19
2.1.1 Historique et montage juridique	19
2.1.2 Principales caractéristiques du réseau Syner'gie	20
2.1.3 Plan du réseau de chaleur et des chaufferies Syner'gie	21
2.2 Audit technique du réseau Syner'gie	23
2.2.1 La production de chaleur	23
2.2.2 Le réseau de distribution	24
2.2.3 Les abonnés du réseau Syner'gie	25
2.2.4 Développement du réseau	25
2.2.5 Indicateurs de performance	26
2.2.6 Synthèse de l'audit technique du réseau Syner'gie	31
2.3 Audit économique du réseau Syner'gie	32
2.3.1 Analyse du compte d'exploitation	32
2.3.2 Impact des cogénérations	34
2.3.3 Prix de chaleur	35
2.3.4 Tarification	37
2.3.5 Analyse des charges d'exploitation	38
2.3.6 Investissement et travaux de premier établissement	44
2.3.7 Analyse des marges d'exploitation	45
2.3.8 Équilibre économique de la DSP en 2019	46
2.3.9 Synthèse de l'audit économique du réseau Syner'gie	47
2.4 Audit contractuel du réseau Syner'gie	48

2.4.1	Contrat de concession	48
2.4.2	Achat de chaleur à l'UVED	52
2.4.3	Chaufferies de délestage.....	53
2.4.4	Chaufferies mobiles.....	54
2.4.5	Synthèse de l'audit juridique du réseau Syner'gie	54
3.	LES AUTRES RESEAUX DE CHALEUR SUR LE MANS METROPOLE	55
3.1	Réseau de chaleur de la Percée Centrale.....	55
3.2	Réseau de chaleur de Coulaines-Bellevue.....	58
3.3	Réseau de chaleur technique du Centre Hospitalier	63
3.4	Réseau de chaleur technique de l'Université	66
4.	SYNTHESE DE L'AUDIT DES RESEAUX DE CHALEUR SUR LA METROPOLE	70
4.1	Synthèse technique	70
4.2	Synthèse économique	71
4.3	Synthèse contractuelle	73
5.	LES SOURCES DE CHALEUR ENR&R.....	75
5.1	Contexte et attentes de Le Mans Métropole	75
5.2	La chaleur fatale.....	77
5.2.1	Les sources de chaleur fatale.....	77
5.2.2	La valorisation de la chaleur fatale.....	78
5.2.3	Les enjeux de la chaleur fatale à l'échelle du territoire	80
5.2.4	Les UIOM.....	80
5.2.5	Les Data Centers.....	83
5.2.6	Les eaux usées, eaux grises et stations d'épuration	84
5.2.7	Les industries	90
5.2.8	La production d'hydrogène	92
5.3	Les géothermies.....	96
5.3.1	Les 3 grandes familles de géothermie	96
5.3.2	La ressource géothermale en Pays de la Loire.....	97
5.3.3	La géothermie basse température – les technologies.....	99
5.4	Le solaire thermique.....	103
5.4.1	Le principe	103
5.4.2	Contexte européen et français.....	104
5.4.3	La ressource solaire.....	105
5.4.4	Implantation des capteurs solaires.....	107
5.4.5	L'intégration du solaire thermique dans les réseaux de chaleur	108
5.5	La biomasse	113
5.5.1	Principe	113
5.5.2	La ressource biomasse en Pays de la Loire	115
5.5.3	Les contraintes au développement de la filière	120
5.5.4	Le Schéma Régional Biomasse (SRB).....	121

5.6	La cogénération biomasse	122
5.7	Le biogaz et méthanisation	128
5.7.1	Principe	128
5.7.2	Les perspectives de développement	133
5.8	Le stockage	137
5.8.1	Principe et objectifs	137
5.8.2	Techniques et technologies	138
5.9	Synthèse des sources de chaleur ENR&R sur le territoire de la Métropole	143
TABLES DES FIGURES ET TABLEAUX		148

1. PREAMBULE

1.1 Les acteurs de l'étude

1.1.1 Maîtrise d'ouvrage

Le Maître d'Ouvrage des réseaux de chaleur est **Le Mans Métropole** :

Le Mans Métropole – Communauté Urbaine
Direction Générale
Hôtel de Ville - CS 40010 - 72039 LE MANS CEDEX 9

Les interlocuteurs sont les suivants :

Laurence SCHAUSI	Chargée de mission Métropole durable (LMM) Tel : 02 43 47 38 81 - Mob : 07 72 33 67 08 laurence.schausi@lemans.fr
Pierre VELSCH	DGA Environnement Tel : 02 43 47 43 41 pierre.velsch@lemans.fr

1.1.2 Assistance à Maîtrise d'Ouvrage

La mission d'Assistance à Maîtrise d'Ouvrage pour la réalisation de l'étude technique, financière et juridique du schéma Directeur des réseaux est assurée par un groupement technique, économique et juridique, dont le **Bureau d'étude IOTHERM CONSEIL** est mandataire :

ITHERM CONSEIL
Siège : 1 allée des Pierres Mayettes – 92 230 GENNEVILLIER – Tel : 01.41.11.97.89
Agence Grand Ouest : 22 rue de la Rigourdière, Centre d'affaires Alizés – 35510 Cesson-Sévigné
Web : www.ithermconseil.fr

Les interlocuteurs du Mandataire sont les suivants :

Jonathan DURAND	Directeur agence Grand Ouest	jdurand@ithermconseil.fr
Amandine LE DENN	Chargée d'affaires	aledenn@ithermconseil.fr

Le Groupement est constitué des sociétés :

- **ITHERM CONSEIL : Mandataire.** Bureau d'études technique, membre du réseau AMORCE, spécialisé dans les domaines énergétiques et les réseaux de chaleur, composé de 50 personnes.

- **SERMET : Cotraitant technique** pour la stratégie des réseaux de chaleur. Bureau d'études technique, membre du réseau AMORCE, spécialisé dans les domaines énergétiques et les réseaux de chaleur, composé de 60 personnes.

1.2 Neutralité carbone et politique des territoires

1.2.1 Politique nationale

Stratégie Nationale Bas Carbone

La Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) décrit la feuille de route de la France pour conduire la politique d'atténuation du changement climatique. Elle donne des orientations pour mettre en œuvre la transition vers une économie bas-carbone dans tous les secteurs d'activités. Elle définit des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'échelle de la France à court/moyen terme – les budgets-carbone – et vise l'atteinte de la neutralité carbone, à l'horizon 2050.

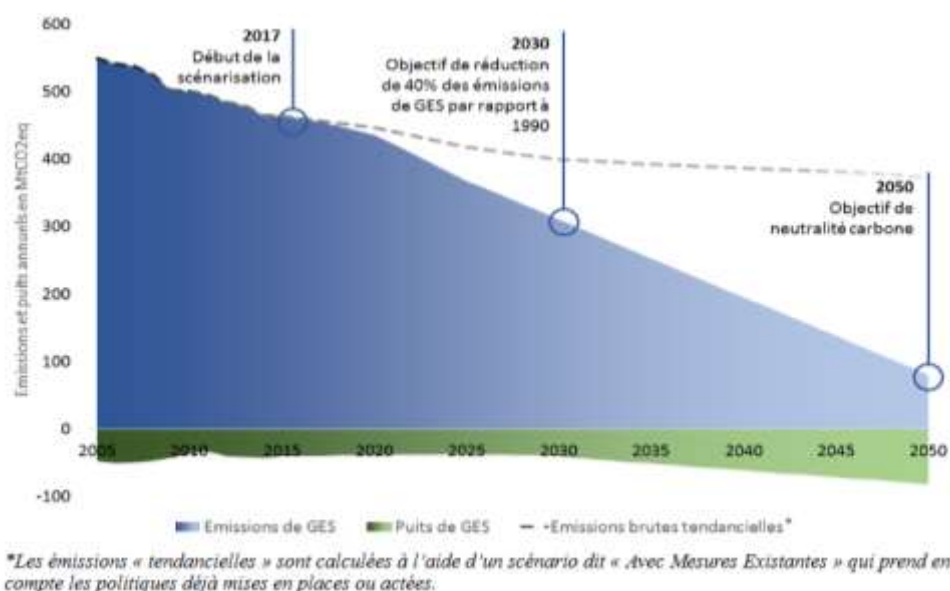


Figure 1. Evolution des émissions et des puits de Gaz à Effet de Serres (GES) sur le territoire national entre 2005 et 2050. Source : SNBC - MTES.

La SNBC est juridiquement opposable pour le secteur public, principalement par un lien de prise en compte. En découle principalement que la SNBC ne peut être ignorée et que les écarts des documents de planification des collectivités ont vocation à être explicités et argumentés.

La SNBC repose sur 3 piliers :

- Efforts très importants sur la rénovation énergétique des logements et construction de logements neufs très performants ;
- Amélioration du rendement des solutions de chauffage (via le choix de solutions performantes type pompes à chaleur) ;
- Remplacement des installations de chauffage par énergie fossile par le développement de la chaleur renouvelable (réseaux de chaleur, biomasse).

Pour atteindre ces objectifs, la SNBC identifie les réseaux de chaleur comme un vecteur majeur à développer fortement pour atteindre les objectifs de neutralité carbone.

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE). Votée fin en 2019, la PPE définit les objectifs à atteindre par filière.

Pour les réseaux de chaleur, les objectifs sont les suivants :



Figure 2 - Evolution passée des réseaux de chaleur et ambitions de la PPE - Source : SNCU.

On constate ici que le rythme de développement actuel est très insuffisant pour atteindre les objectifs fixés.

Pour l'électricité, l'objectif est de diminuer la part du nucléaire à 50% à l'horizon 2035, tout en continuant à développer les productions renouvelables (éoliens, solaire photovoltaïque) non pilotable et intermittent de manière à maintenir un contenu CO₂ faible.

⇒ **Les réseaux de chaleur sont reconnus par la SNBC, document opposable aux acteurs publics, comme un vecteur majeur de la transition énergétique. Leur rythme de développement est actuellement très insuffisant pour atteindre les objectifs qui ont été fixés. Les collectivités doivent donc avoir une politique ambitieuse de développement**

1.2.2 Chauffage électrique et réseau électrique français

La France présente une singularité dans le monde de l'énergie, avec une part importante de la consommation de chauffage alimentée par électricité (faiblement carbonée en raison de la production nucléaire et hydraulique importante). Cela résulte du fort développement du chauffage par effet Joules (« grille-pain ») au cours des années 1980 / 1990, poussé par le développement du nucléaire suite aux chocs pétroliers.

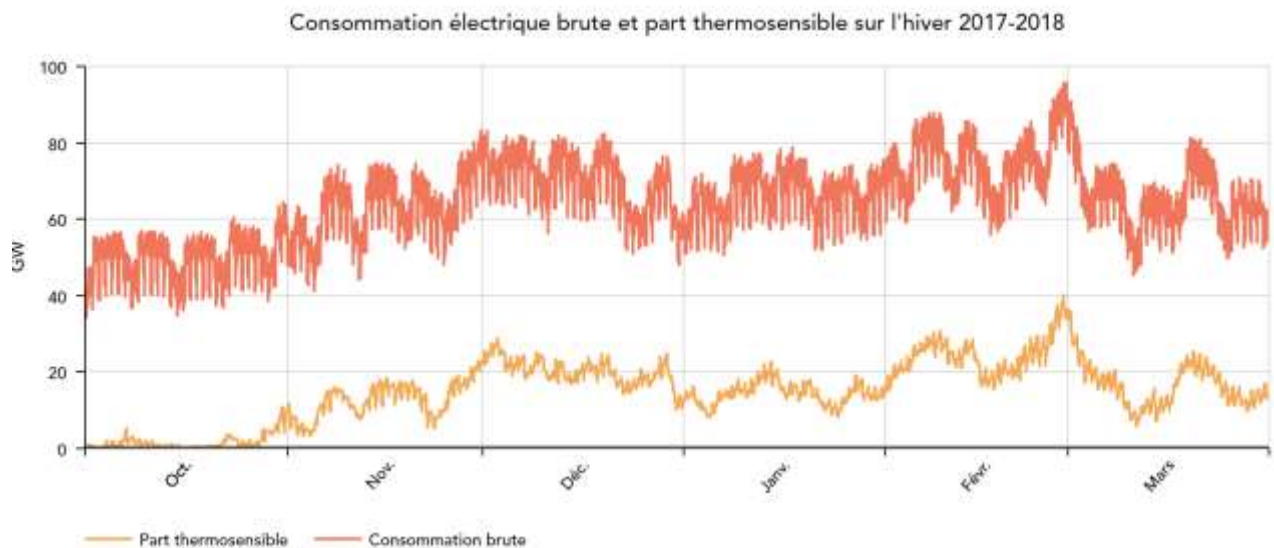


Figure 3 - Consommation électrique brute et part thermosensible sur l'hiver 2017/2018 - Source : RTE.

On constate sur ces données l'importance de la thermo-sensibilité hivernale, avec jusqu'à 40 GW en pointe, et une part assez constante d'environ 20 GW sur la période hivernale, liée au chauffage. Cette puissance supplémentaire ponctuelle est produite :

- En important de l'énergie produite par les pays limitrophes, en particulier d'Allemagne (électricité fortement carbonée à plus de 0,350 TCO₂/MWh contre 0,042 TCO₂/MWh pour l'électricité française) ;
- Par des moyens de pointe (peu cher à l'investissement), et facilement pilotable (gaz / fioul).

L'ADEME et RTE ont publié en Décembre 2020 une étude « Réduction des émissions de CO₂, impact sur le système électrique : quelle contribution du chauffage dans les bâtiments à l'horizon 2035 ? » Cette étude a été réalisée dans le cadre des hypothèses de la SNBC et la PPE (voir précédemment). Elle conclut que :

- L'accroissement du chauffage électrique pour les constructions neuves par des solutions performantes (pompes à chaleur) n'a pas ou très peu d'impact sur le système électrique et permet de diminuer les émissions de GES si toutes les dimensions du SNBC sont atteintes ;
- La non-atteinte d'une seule des dimensions étudiées (efficacité du bâti, performance des solutions de chauffage, bascule vers des solutions de chauffage bas-carbone dont l'électricité) conduirait à un retard par rapport à la trajectoire de la SNBC ;
- L'importance que les réglementations « bâtiments » qui orientent vers l'électricité et d'autres vecteurs bas-carbone y associent une bonne isolation du bâti et des équipements de chauffage efficaces. Dans le cas contraire, la thermo-sensibilité serait orientée à la hausse.

➔ **Les faibles émissions du réseau électrique français et sa sécurité ne peuvent être garanties que dans le cadre du développement prévu par la SNBC sur l'ensemble des piliers (efficacité énergétique du bâti, conversion aux énergies bas carbone dont l'électricité et la chaleur renouvelable et mise en place de systèmes performant type pompe à chaleur).**

Il est donc impératif, lorsque cela est possible et pour diversifier au plus le mix énergétique, de restreindre fortement l'usage de l'électricité pour les constructions neuves et les réhabilitations.

1.2.3 Contenu CO₂ et taux d'EnR&R des réseaux d'énergies

Suivant le site Bilan GES de l'ADEME, les contenu CO₂ des réseaux sont les suivants :

	Contenu CO ₂ TCO ₂ /MWh	% d'EnR&R	Balance économique territoriale
Gaz	0,227	0,3 %	Import
Electricité	0,042	20,3 %	Production nationale
Réseau de chaleur	0,107	59,4 %	Production locale

Tableau 1 - Données de 2019 suivant différents organismes (RTE, GRDF, SNCU).

A noter : en 2009, les réseaux de chaleur présentaient un contenu CO₂ moyen de 0,190 TCO₂/MWh pour un taux d'EnR&R de 31%. Il s'agit du vecteur énergétique ayant subi le verdissement le plus important au cours des 10 dernières années.

Sur l'électricité, les moyens de production en France font que la base annuelle est fortement décarbonée (nucléaire + hydraulique et EnR&R intermittentes) mais que les pointes d'appels de puissances sont fournis soient par des importations des pays limitrophes ou des moyens fossiles L'ADEME a donc proposé jusqu'en 2016 (dernières données disponibles), un contenu CO₂ différencié par usage :

- Chauffage : 0,130 TCO₂/MWh
- Eau chaude sanitaire : 0,036 TCO₂/MWh
- Moyenne 2016 : 0,041 TCO₂/MWh

Les réseaux de chaleur n'étant pas organisés à l'échelle de l'ensemble du territoire national, le contenu CO₂ et le taux d'EnR&R dépend du mix énergétique du réseau concerné.

⇒ **Les réseaux de chaleur sont le meilleur vecteur de décarbonation des territoires urbains avec de grandes possibilités de verdissement sur les prochaines années. Les opportunités de verdissement du réseau de gaz sont nombreuses mais les proportions ne permettront pas d'atteindre rapidement une mixité équivalente à celle des réseaux de chaleur.**

1.3 Lutte contre la précarité énergétique

D'après la loi du 12 juillet 2010, est en situation de précarité énergétique « toute personne qui éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat ».

Au niveau national, on constate qu'une part accrue des ménages ne parvient plus à se chauffer correctement. Le pourcentage des ménages déclarant avoir eu froid au cours de l'année 2019 est en hausse très marquée

depuis des années. Alors que seuls 10,9 % des ménages s'en plaignaient en 1996, ce taux est monté à 18,8 % en 2013.¹

La Fondation Abbé Pierre a initié une étude sur les impacts sanitaires de la précarité énergétique, qui a confirmé la perception plus forte d'une santé dégradée par les personnes exposées à la précarité énergétique, une fréquence plus importante de pathologies chroniques (bronchites, rhumes...) ainsi que des symptômes associés (sifflements respiratoires, crises d'asthme...)¹.

Outre le froid, le coût des énergies, dans un logement mal isolé et difficile à chauffer, grève durement les budgets des ménages modestes.¹

C'est donc une problématique nationale qui doit être traitée de manière locale.

Le travail engagé par Le Mans Métropole pour la création de réseaux de chaleur fait partie intégrante des outils existants pour lutter contre ce fléau sur le territoire.

En effet, que ce soit par la diminution de la pollution de l'air, ou par la maîtrise du tarif du service, qui n'est pas tributaire de la volatilité et de l'augmentation des prix des énergies fossiles, on constate que les réseaux de chaleur sont une réponse efficace à cette problématique, et son développement devra se poursuivre dans cette optique.

1.4 Contexte et enjeux locaux

1.4.1 Le territoire de Le Mans Métropole

Le Mans Métropole est une communauté urbaine créée en 1972 qui a fait l'objet ces dix dernières années d'un fort développement. Elle compte aujourd'hui 19 communes, pour une superficie de 267 km² et représente 206 000 habitants. La Métropole, en tant qu'Autorité Organisatrice, exerce sa compétence de création, aménagement, entretien et gestion de réseaux de chaleur urbains sur l'ensemble du territoire communautaire.

¹ source : 22ème rapport sur l'État du mal-logement en France de la Fondation Abbé Pierre



Figure 4 – Carte et liste des communes de Le Mans Métropole en 2020

1.4.2 Les réseaux de chaleur de Le Mans Métropole

Le Plan Climat Energie Territorial (PCET) adopté en 2013 prévoit dans son plan d'action le développement des réseaux de chaleur (Fiche 2.2), avec 3 objectifs :

- La réduction des émissions de CO₂,
- La valorisation des ENR&R locales,
- La maîtrise des charges locatives des bâtiments desservis.

Le nouveau PCAET reprend ces objectifs et prévoit le développement des filières énergétiques propres et renouvelables.

Un premier Schéma Directeur des réseaux de chaleur a été mené en 2013-2014, confiées au groupement de bureaux d'études CEDEN et CALIA.

Il a conduit à la mise en œuvre du **réseau de chaleur Syner'gie** en Délégation de Service Public avec un périmètre autour du sud de la ville Le Mans et la commune d'Allonnes (voir Figure 2). Ce réseau est principalement alimenté par l'Unité de Valorisation Énergétique des Déchets (UVED) et regroupe 2 sous-réseaux « Allonnes » et « Bords de l'Huisne » existant depuis les années 1960. À fin 2019, les 38 km de réseaux desservent 157 abonnés et fournissent 128 GWh de chaleur.

Outre le réseau Syner'gie, Le Mans Métropole dispose sur son territoire de plusieurs réseaux de chaleur de plus de 1000 MWh de chaleur livrée par an :

- le réseau privé Percée Centrale appartenant à une Union Syndicale ;
- le réseau Coulaines-Bellevue faisant l'objet d'une convention inter-bailleurs sociaux ;
- le réseau de chaleur technique du Centre Hospitalier du Mans (CHM) ;

- le réseau de chaleur technique de l'Université du Maine.

Deux autres réseaux techniques de moindre envergure, alimentés par des chaudières bois sont en fonctionnement :

- le réseau technique de Sargé-lès-Le Mans ;
- le réseau technique de Emmaus à La Milesse.

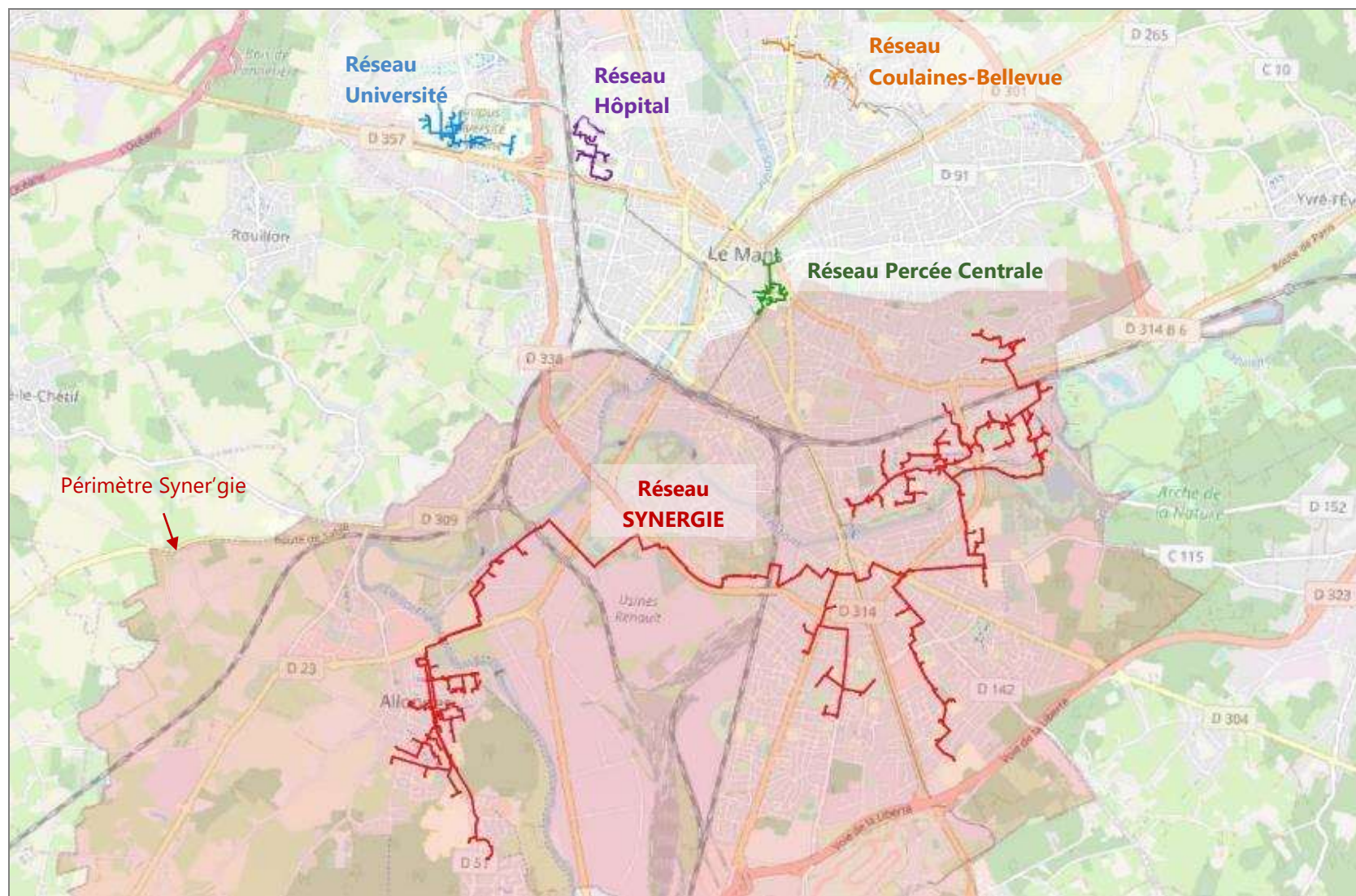


Figure 5 – Carte des réseaux de chaleur de Le Mans Métropole

1.4.3 Enjeux du schéma directeur

La présente mission vise l'actualisation du Schéma Directeur des réseaux de chaleur, pour permettre à l'Autorité Organisatrice de Le Mans Métropole de définir, à horizon 2030, l'évolution des réseaux de chaleur publics et privés de son territoire. L'objectif est de définir un plan d'actions programmées qui intègre :

- L'évolution de la demande énergétique,
- Une compétitivité économique pour chacun des abonnés et pour l'utilisateur final,
- Une performance environnementale avec un recours majoritaire aux énergies renouvelables et de récupération (ENR&R),
- La contribution des réseaux de chaleur à la transition énergétique du territoire, en adéquation avec la création d'écosystèmes ENR&R (filiales hydrogène, biométhane, bois, solaire, ...).

Au regard du contexte particulier de la Métropole, les enjeux identifiés par le Groupement et la Maîtrise d'Ouvrage sont les suivants :

- **Énergétiques et environnementaux :**
 - o **Déployer les ENR&R** selon les objectifs ambitieux fixés par le PCAET ;
 - o **Réduire les consommations énergétiques** des bâtiments prévus par les projets ANRU dans le logement social, par le Décret Tertiaire à l'échelle nationale ;
- **Juridico-financiers :**
 - o Développer le réseau de chaleur Syner'gie dans les conditions de la DSP et redéfinition ou non de son périmètre ;
 - o Intégrer les autres réseaux de chaleur du territoire, avec leurs spécificités en mode de gestion ;
- **Aménagement du territoire :**
 - o **Développer les réseaux de chaleur** notamment sur Le Mans Nord ;
 - o Faire coïncider le développement des réseaux de chaleur au programme développement des **réseaux de transport urbain** ;
- **Échéances de développement :**
 - o Proposer des solutions cohérentes avec les **contraintes d'échéances** des différents acteurs du développement du territoire (fin des contrats d'exploitation et de cogénération) ;
- **Socio-économiques :**
 - o Assurer la continuité de service et confort des usagers ;
 - o Lutter contre la précarité énergétique ;
 - o Mettre en œuvre des solutions pérennes sur le plan économique ;

- Assurer une bonne compétitivité économique, notamment au regard des services publics et des logements sociaux raccordés.

Ce nouveau Schéma Directeur **aura pour objectif une mutualisation des ressources et gestion intelligente de l'énergie** sur l'ensemble du territoire de Le Mans Métropole.

Il s'appuiera sur le premier Schéma Directeur mené en 2014.

Le précédent Schéma Directeur

Le précédent schéma directeur de septembre 2013 identifiait un potentiel total de 292 GWh sur Le Mans/ Allonnes/Coulaines pour une puissance totale de 177 MW.

		Nombre de sous-stations	Consommation en MWh/an	Puissance appelée en kW	Linéaire de réseau en mètres		
					Existant	A créer	Total
Branche Allonnes		4	47 400	28 400	8 500	900	9 400
Branche Centre-Est	Est (La Chauvinière-Coulaines)	54	130 900	77 000	12 800	26 200	39 000
	Centre (Percée Centrale)	34	46 000	28 400	- *	10 400	10 400*
	Sous-total	88	173 900	105 400	12 800*	36 600	49 400*
Branche Nord-Ouest		54	67 900	43 000		16 100	16 100
Total		146	292 000	176 800	23 100	53 600	74 900

Tableau 2– Potentiel de consommation à raccorder sur un futur réseau de chaleur (source : CEDEN)

Les 3 scénarios suivants ont été présentés :

- Scénario 1 : interconnexion de l'UVED La Chauvinière aux réseaux de Allonnes et MCI, Ronceray, Glonnières, Sablons-Gazonfier (actuel Bords de l'Huisne), Coulaines, Piscine + Lycée Funay et Lycée Sud
- Scénario 2 : extension du réseau du scénario 1 aux consommateurs les plus proches notamment Percée Centrale
- Scénario 3 : extension du réseau scénario 2 + raccordement au nord à l'Université, le centre hospitalier et le quartier l'Epine.

Le Scénario 1 mis en œuvre par Le Mans Métropole représente 141 GWh/an, ce qui montre qu'un potentiel résiduel de 151 GWh/an est présent sur le territoire.

Le PCAET

Les Communautés de communes du Gesnois Bilurien, l'Orée de Bercé Bélois, du Sud-Est du Pays Manceau, de Maine Cœur de Sarthe et la Communauté Urbaine de Le Mans Métropole ont transféré leur compétence afin que **le Pays du Mans** mène les études et pilote un **Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET)**.

Le Conseil de Développement qui a co-construit le Plan Climat a émis un avis positif à l'unanimité lors de l'Assemblée Générale du 3 juillet 2019 au Mans.

L'ambition du territoire est :

- de **diminuer par 2 les consommations du territoire à l'horizon 2050**
- de **disposer d'un mix énergétique à 100% renouvelable d'ici 2050**, permettant de couvrir à terme la moitié des besoins en énergies
- **d'atteindre une neutralité carbone du territoire d'ici 2050** et une **baisse des émissions de Gaz à Effet de Serre de 73 %**.

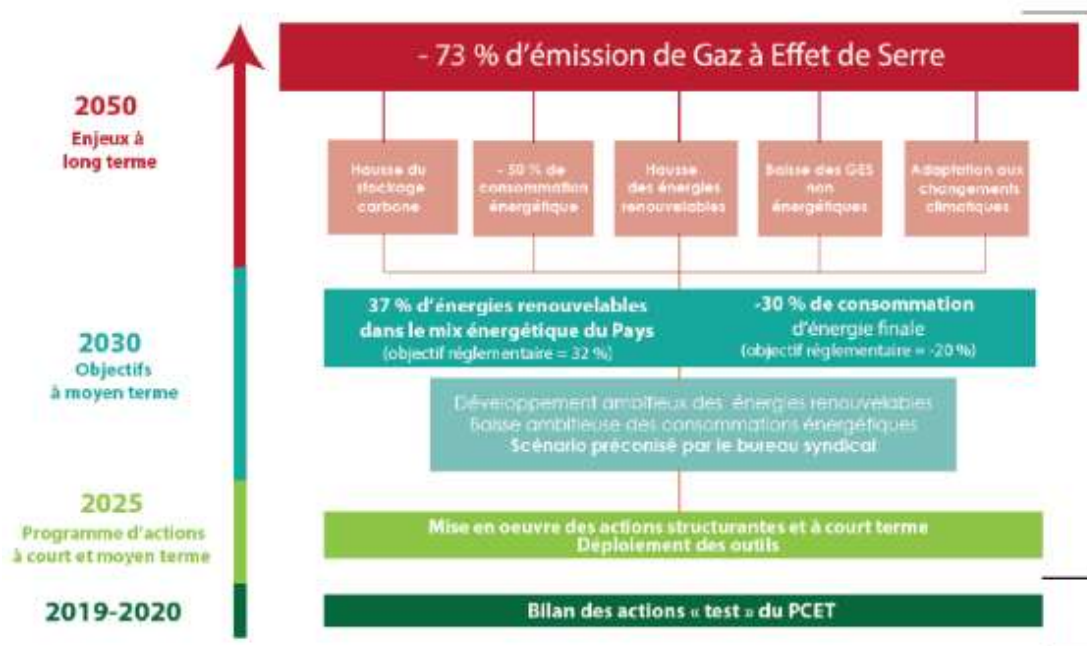


Figure 6 – Synthèse des ambitions du PCAET du Pays du Mans (2019)

Le nouveau programme d'actions a été présenté et validé lors du dernier Comité de pilotage du 18 juin 2018. Ce programme d'actions comporte 42 actions réparties dans 6 piliers stratégiques.

Les objectifs et actions du PCAET en lien avec le présent Schéma Directeur des réseaux de chaleur sont les suivants :

Axe II Développer les filières énergétiques propres et renouvelables (ENR)

II.A Développer la filière **solaire (thermique et photovoltaïque)** pour les entreprises, les particuliers (action 5) et les collectivités (action 6)

II.B Développer la filière méthanisation avec la création d'unité de méthanisation et le développement des usages **biogaz** (action 7)

II.D Développer les **réseaux de chaleur** (hors bois énergie) à l'échelle de la métropole ainsi que les micro-réseaux (action 10)

II.E Développer le **bois-énergie** avec les chaufferies et les réseaux de chaleur collectifs et individuels (action 11)

Axe IV Favoriser le développement résidentiel et tertiaire sobre en carbone

IV.A **Réduire la consommation énergétique** du patrimoine public (action 26)

IV.C Agir en faveur de **l'amélioration de l'habitat** (privé) (action 29), **densifier** les espaces déjà bâtis (action 30), mettre en place des expérimentations auprès des particuliers sur la rénovation de l'habitat privé (action 31)

Axe V Renforcer le stockage carbone et la biodiversité via les espaces naturels, agricoles et forestiers

V.A Accompagner les exploitations agricoles vers une **agriculture bas carbone** (action 32)

Axe VI Entreprendre, produire et consommer durablement pour un territoire économe en ressources

VI.C **Réduire les déchets** en accompagnant l'évolution des modes de consommation (action 40)

VI.D Améliorer la **valorisation des déchets produits** (action 41)

Le développement du Réseau de transport

Le réseau de transport public de Le Mans Métropole prévoit le déploiement de Chronolignes nécessitant des travaux d'aménagement urbains et routier :

- Ligne C5 et C6 dans le périmètre actuel de la concession Syner'gie, notamment sur l'avenue Bollée ;
- Ligne C4 sur le Nord de Le Mans entre Pruillé le Chétif et Coulaines.

Le déploiement des Chronolignes est confié à CENOVIA (SEM du territoire de Le Mans Métropole). Pour la première (C5 ou C6), le démarrage travaux d'aménagement est envisagé à l'été 2022 pour une mise en service en 05/2023. Pour la seconde et la troisième, Chronoligne (C5 ou C6 et C4), le démarrage travaux d'aménagement est envisagé automne 2022 et la mise en service est prévue en septembre 2023.

Les travaux de réseau (VRD) sous les voiries concernées par les Chronolignes seront à effectuer en amont, entre le second semestre 2021 et 2022.

La figure suivante présente les tracés de la Chronoligne C4, les autres tracés sont fournis en **ANNEXE** du présent rapport.



Figure 7 – Tracé prévisionnel de la chronoligne C4 dans la zone Le Mans Nord [source : CENOVIA / MERLIN]

Le projet GEVAL, cogénération biomasse

VEOLIA porte un projet de construction **de cogénération biomasse, le projet GEVAL**. Déposé auprès de la CRE, ce projet a été sélectionné en 2019. Le projet initial (tel que déposé) prévoyait de déployer sur la ville du Mans un outil de production de 10 MW thermiques et 3 MW électriques, pour une production de chaleur de l'ordre de 79 GWh/an pour une durée contractuelle de 20 ans. Le business model du projet était monté sur un prix de vente de la chaleur identique à celui actuellement pratiqué par l'UVED sur Syner'gie à savoir 21 €/MWh.

Il est nécessaire de préciser que les calculs menés dans l'étude de faisabilité et la présente mise à jour du Schéma Directeur ont été réalisés sur la base des hypothèses initiales du projet CRE.

Néanmoins, depuis le dépôt du projet, celui-ci a évolué, notamment sur les sujets suivants :

- Date de déploiement et de mise en service initiale, repoussée à 2025 (accord de la DGEC en cours) ;
- Relocalisation du terrain hébergeant le projet ;
- Prix de vente de la chaleur proposé modifié du fait d'investissement ;
- Proposition de modification de la puissance thermique déployable.

Le projet et ses enjeux sont présentés de façon plus exhaustive dans la **partie 5.6**.

2.AUDIT DU RESEAU SYNER'GIE

2.1 Présentation du réseau de chaleur Syner'gie

2.1.1 Historique et montage juridique

Le Mans Métropole disposait depuis les années 1960 de plusieurs réseaux de chaleur. En 2014², les réseaux d'Allonnes, MCI et Sablons Gazonfier représentaient environ **19,3 km de réseaux**.

Le réseau de Sablons Gazonfier (futur Bords de l'Huisne) au sud-est du Mans était un ancien réseau en vapeur HP ; il représentait alors **64 GWh/an**. Sur Allonnes les réseaux MCI et Villes représentaient respectivement **16 GWh/an et 29 GWh/an**.

Suite à la réalisation du premier Schéma Directeur, la décision est prise de rénover et d'interconnecter ces réseaux à **l'UVED de la Chauvinière**. En 2016, la DSP production, transport et distribution de chaleur des réseaux **d'Allonnes et Bord de L'Huisne** est confiée à la société Dalkia.

- **Démarrage contractuel de la DSP : 01/10/2016**
- Prise en charge du réseau et de la chaufferie d'Allonnes au 01/10/2016
- Prise en charge du réseau et de la chaufferie Bords de l'Huisne 01/12/2016

En 2019, Dalkia SA et Dalkia Investissement créent la société dédiée **Syner'gie**.

La concession prévoit 4 tranches de travaux pour l'extension, la densification et le raccordement des réseaux existants de Bords de l'Huisne et Allonnes. Deux réseaux techniques sont raccordés : ceux de Ronceray et Glonnières appartenant au bailleur social Le Mans Métropole Habitat.

Depuis le début du contrat, les travaux de premier établissement réalisés par Syner'gie sont :

- Le raccordement de l'UVED au réseau Bords de l'Huisne en 2018 ;
- La modernisation du réseau et rénovation des sous-stations des réseaux Bords de l'Huisne et Allonnes (22 sous-stations améliorées sur Allonnes en 2019) ;
- L'extension du réseau Bords de l'Huisne vers Pôles Sud Santé en 2019.
- La démolition et reconstruction de la chaufferie Bords de L'Huisne (travaux toujours en cours). Remplacement des vieilles chaudières en 2018 ;

² Etude de faisabilité relative à la création d'un réseau de chaleur sur Le Mans Métropole, CEDEN – Le Mans Métropole, décembre 2014

	Réalisé fin 2017	Réalisé fin 2018	Réalisé fin 2019	Prévisionnel (à partir de 2020)
Livraison de chaleur	99 GWh	103 GWh	128 GWh	158 GWh
Puissance souscrite	50,2 MW	59,9 MW	67,4 MW	73,8 MW
Nbr de sous-station	133	143	157	164
Longueur de réseau (tranchée)	21 km	33 km	38,5 km	40 km
Densité thermique	4,7 MWh/ml	3,1 MWh/ml	3,3 MWh/ml	4,0 MWh/ml

Tableau 3– Historique de développement du réseau Syner'gie

D'après le CEP, tous les travaux auraient dû être terminés en 2019, exceptés les travaux de remplacement des bouteilles de mélange par des échangeurs sur la partie du RCU d'Allonnes. À ce stade, le Déléguataire a pris du retard sur les travaux contractuels restants à réaliser :

- Une partie des nouveaux raccordements et la densification du réseau,
- La fin des travaux de démolition de l'ancienne chaufferie Bords de l'Huisne.

2.1.2 Principales caractéristiques du réseau Syner'gie

Le réseau Syner'gie est composé de 2 sous-réseaux techniquement indépendants (non raccordés entre eux) :

- Le réseau Allonnes, vers le Sud (ville d'Allonnes).
- Le réseau Bords de l'Huisne (BdH) au Sud Est de la ville du Mans.

Les données détaillées pour chaque réseau sont données en ANNEXE. Les principales caractéristiques du réseau sont fournies dans le tableau suivant, avec leur évolution depuis 2017 (1^{ère} année complète d'exploitation).

	2017	2018	2019	Prévisionnel (à partir de 2020)
Livraison de chaleur	99,0 GWh	103,3 MWh	127,8 GWh	158,3 GWh
Dont chauffage	82,2MWh (83%)	84,0 MWh (81%)	102,1 GWh (80%)	124,9 GWh (79%)
Dont ECS	16,8 MWh (17%)	19,2 MWh (19%)	25,7 GWh (20%)	33,4 GWh (21%)
Longueur de réseau	21,5 km	33,1 km	38,5 km	40 km
Densité thermique	4,7 MWh/ml	3,1 MWh/ml	3,3 MWh/ml	4,0 MWh/ml
Nbr de sous-station	133	143	157	164
Puissance souscrite	50,2 MW	59,9 MW	67,4 MW	73,8 MW

Tableau 4– Caractéristiques du réseau Syner'gie de 2017 à 2019

En ce qui concerne les moyens de production, chaque réseau (BdH et Allonnes) dispose de ses propres équipements de production.

Au global, le réseau de chaleur Syner'gie dispose en 2019 de :

- Récupération de chaleur sur l'UVED La Chauvinière : 39,4 MW de puissance installée, avec un potentiel de 43 MW (une PAC sur la sous-station BDH de l'UVED n'étant pas opérationnelle à ce jour) – cette valeur étant limitée contractuellement par la capacité de l'UVED à fournir la chaleur à 33,1 MW ;
- Cogénération gaz naturel : 2 unités de cogénération pour un total de 18 MWth / 16 MWelec (jusqu'en 2024) ;
- Chaudière gaz naturel : 4 chaudières pour un total de 44 MWth dont 35,5 MWth avec brûleur mixte au fioul.

⇒ **La capacité totale de production est actuellement de 105 MWth.**

Cette capacité est délestée/secourue par :

- Chaufferies de délestage au gaz naturel : 12 chaudières réparties sur 4 sites pour un total de 23,2 MWth ;
- Chaufferies mobiles au fioul : 4 chaudières pour un total de 3,7 MWth.

Le mode de fonctionnement prévu au contrat de DSP est appliqué actuellement il est le suivant :

- Priorité à la chaleur en provenance de l'UVED (obligation d'enlèvement), celle-ci alimentant séparément les réseaux Bords de l'Huisne et Allonnes ;
- Appoint réalisé par les chaufferies gaz des deux réseaux, fonctionnement en opposition ;
- Fonctionnement des cogénérations en mode MDSE (« dispatche ») pour laisser la priorité à la chaleur de récupération UVED ;
- Utilisation de chaufferies existantes significatives, fonctionnement en délestage ;

2.1.3 Plan du réseau de chaleur et des chaufferies Syner'gie

La figure suivante présente le périmètre de Syner'gie, le tracé du réseau et les centres de production de chaleur.

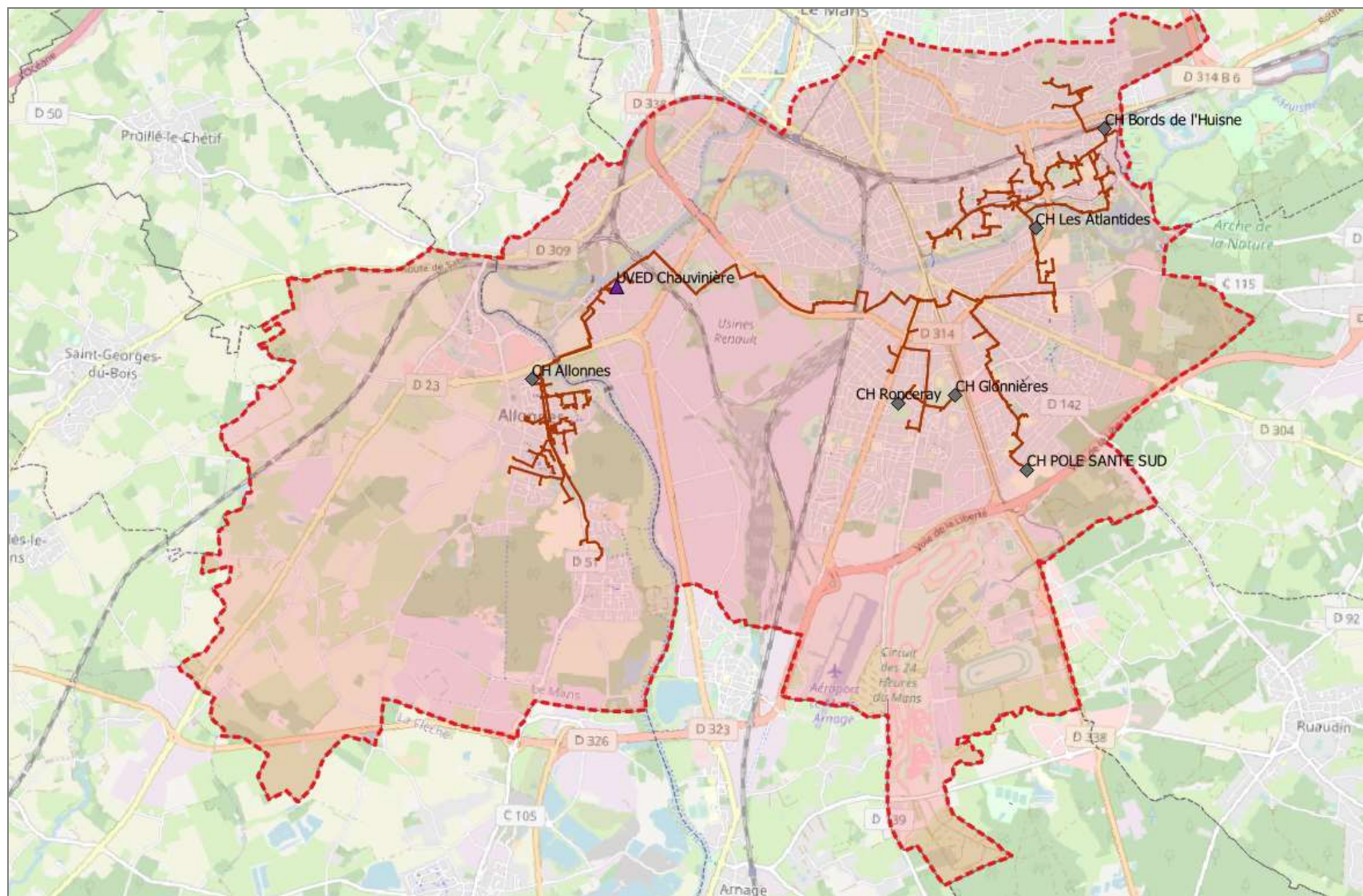


Figure 8 – Plan du réseau de chaleur Syner'gie avril 2020 (source : Syner'gie)

2.2 Audit technique du réseau Syner'gie

2.2.1 La production de chaleur

Le principal producteur de chaleur du réseau Syner'gie est l'UVED (Unité de Valorisation Energétique des Déchets) de la Chauvinière. Le réseau de Allonnes y était déjà raccordé. Le réseau Bords de l'Huisne a été raccordé au dernier trimestre 2018.

Production chaleur (sortie chaufferie) en MWh th	2017	2018	2019	Prévisionnel (à partir de 2020)
UVED	44 658 MWh	74 882 MWh	140 058 MWh	150 641 MWh
Fioul	0 MWh	0 MWh	0 MWh	0 MWh
Gaz naturel	42 543 MWh	28 914 MWh	10 170 MWh	27 456 MWh
Cogénération	30 455 MWh	19 059 MWh	28 MWh	0 MWh
Sous-total ENR&R	44 658 MWh	74 882 MWh	140 058 MWh	150 641 MWh
Total Prod. chaleur	117 656 MWh	122 855 MWh	150 255 MWh	178 097 MWh
TAUX EnR&R	38,0%	61,0%	93,2%	83,7%

Tableau 5– Bilan de production chaleur réseau Syner'gie

En 2019 :

- ⇒ la **chaleur vendue** était de **128 GWh** : **81% de l'objectif 2020 – 93% de l'objectif 2019**
- ⇒ la **puissance souscrite** était de **67 MW** : **91% de l'objectif 2020 – 104% de l'objectif 2019**
- ⇒ le **taux ENR&R du réseau** est de **93,2%** ce qui est supérieur au prévisionnel et aux engagements contractuels (minimum de 50% permettant de bénéficier de la TVA à taux réduit). Le taux d'ENR&R, en 2019, était largement supérieur au **taux EnR&R contractuel, à savoir 83,7%**.³
- ⇒ D'après le CRA2019, le **réseau Syner'gie achète 138 GWh** de chaleur à Syner'val, la société d'exploitation de l'UVED de la Chauvinière ; ceci est **légèrement inférieur aux engagements** d'enlèvement fixés à 140 GWh pour 2019. Les indisponibilités de l'UVED compensent le manque à consommer et cet écart n'a **aucun impact financier sur le réseau**.
- ⇒ Les appoints sont les **chaudières gaz** des chaufferies principales, quelques chaufferies de délestage ont été utilisées lors des mises en services et raccordements progressifs des abonnés concernés, pour un total de **10 170 MWh** soit **6,7%**.

³ À noter, le taux d'EnR&R indiqué dans les éléments contractuels pour l'année 2020 est de 83,7%. Dans le CEP cependant, le calcul des quantités de chaleur produites issues d'une source EnR&R représentent 84,6% de la production totale.

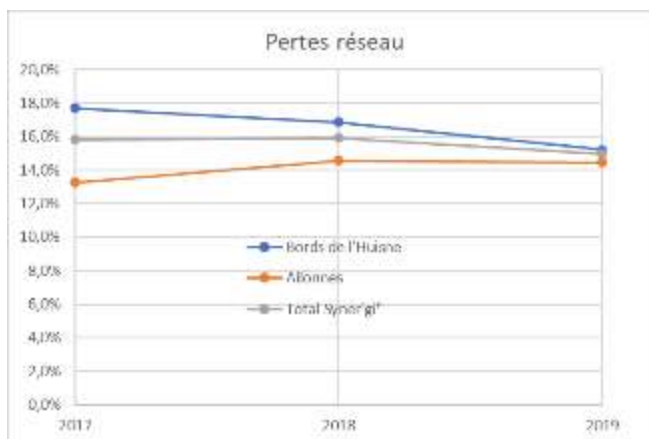
- ⇒ Les **cogénérations** fonctionnent en **MDSE**⁴, c'est-à-dire à l'arrêt mais prête à démarrer si besoin. **Elles n'ont pas été utilisées en 2019**, dans la mesure où EDF OA n'a pas demandé leur démarrage. Un sinistre sur le moteur 4 de la cogénération des Bords de l'Huisne est toujours en cours de gestion par le Délégué.
- ⇒ **Le contenu CO2 du réseau est de 18 gCO2/kWh** grâce au mix énergétique très favorable de la récupération de chaleur sur l'UVED. Ce contenu CO2 est inférieur au contractuel fixé à 205 g/kWh maximum. A noter que ce taux inférieur à 50 gCO2/kWh permettait, avec la RT2012, aux bâtiments neufs se raccordant de bénéficier de conditions favorables à leur construction. Les conditions liées à l'application de la nouvelle RE2020 sont en cours de définition.

D'après les bilans énergétiques, les **rendements de production** (sur PCI) des chaufferies gaz des réseaux Bords de l'Huisne et Allonnes sont respectivement de **93,7% et 92%** ce qui est performant, en particulier pour des chaudières peu sollicitées.

2.2.2 Le réseau de distribution

Les **pertes dans les réseaux de distribution** sont **de 15%** sur l'ensemble du réseau Syner'gie. Leur évolution est à surveiller.

Figure 9 – Évolution des pertes réseau



L'évolution du pourcentage de rendement du réseau peut s'expliquer par l'évolution des ventes de chaleur comparée à l'évolution des travaux d'extension du réseau. En effet, le Délégué a réalisé des travaux structurant important, notamment pour créer la liaison entre l'UVED et la chaufferie des Bords de l'Huisne. À contrario, le développement et les ventes de chaleur associées ont pris un peu de retard.

Toutefois, le rendement prévisionnel du réseau (issu du CEP) devait varier entre 87 et 90% entre 2017 et 2019 alors qu'il est au réel entre 84 et 85%.

- ⇒ **Le rendement réel du réseau de chaleur est plus faible que le prévisionnel prévu dans le CEP du Délégué**
- ⇒ **Au terme du prévisionnel, c'est-à-dire avec tous les raccordements, le rendement réseau théorique devrait être de 89%, ce qui est un bon rendement pour un réseau de cette taille.**

⁴ MDSE : Mise à Disposition du Système Electrique. ENEDIS demande la mise en service de l'équipement dans les 24hrs précédentes entre novembre et mars.

2.2.3 Les abonnés du réseau Syner'gie

La quantité d'énergie a évolué entre 2016 et 2019 du fait des travaux réalisés et des nouveaux raccordements.

	2017	2018	2019
Nbr d'abonné	133	143	157
Energie livrée	99 037 MWh	103 282 MWh	127 762 MWh
dont chauffage (MWh)	82 206 MWh	84 054 MWh	102 067 MWh
dont ECS (MWh)	16 831 MWh	19 239 MWh	25 695 MWh

Tableau 6– Synthèse des abonnés et énergie livrée du Réseau Syner'gie

Le réseau d'Allonnes a peu d'évolution entre 2018 et 2019 ; 60 sous-stations sont desservies pour une livraison de chaleur de l'ordre de **42 300 MWh** quasiment constante les deux années, l'ECS représentant 15% des livraisons de chaleur.

En 2019, le réseau de Bords de l'Huisne représentait quant à lui près de **85 450 MWh (2/3)** de la demande de chaleur totale dont 23% de demande chaleur ECS.

À l'échelle du réseau, le parc de logement social est la typologie majoritaire raccordée avec plus de 50% de la puissance souscrite.

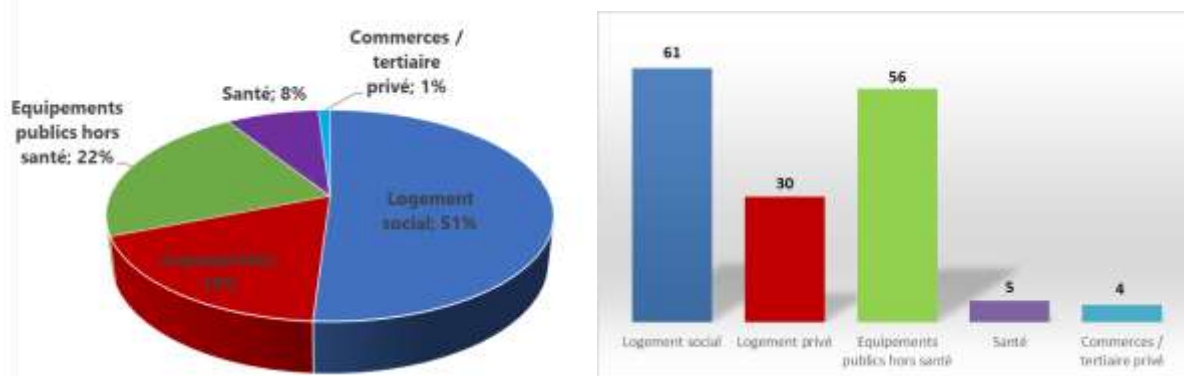


Figure 10 – Répartition des abonnés du réseau Syner'gie en puissance et en nombre d'abonnés à fin 2019

- ⇒ La répartition des usagers est assez classique pour un réseau de chaleur. On constate que la part du parc social est importante, ce qui laisse à penser que le développement envisageable sur le périmètre du réseau pour ce type d'usagers est limité.

2.2.4 Développement du réseau

L'engagement du concessionnaire sur le développement du réseau est le suivant :

- **Jusqu'au 09/2018 : 111 GWh** réalisé avec les abonnés historiques des réseaux Allonnes et Bords de l'Huisne,
- **Jusqu'au 12/2019 : + 26 GWh** réalisé principalement avec les logements sociaux situés à proximité du réseau (Ronceray-Glonnières), les principaux bâtiments publics, le centre aquatique les Atlantides, les archives départementales, les Lycées Funay et Le Mans Sud.

- **À partir de 2020 : + 22 GWh** avec la création de l'antenne Pole Santé Sud, la densification autour des nouvelles branches, les éventuelles copropriétés intéressées.

⇒ Le potentiel de développement identifié par le délégataire est de **158 GWh** (Annexe 31 du contrat de DSP) pour une puissance souscrite de 74 MW.

En 2019, la consommation annuelle est de **128 GWh (93% de l'objectif 2019)** et la puissance souscrite contractualisée est de **67,4 MW (91% de l'objectif à début 2020)**.

⇒ **Le développement du réseau présente un léger retard par rapport au planning contractuel.**

⇒ **La densification du réseau sur 2020 est indispensable pour atteindre les objectifs contractuels (30 GWh manquant, à corriger de la rigueur climatique) et les objectifs d'enlèvement de chaleur sur l'UVED (+ 5 GWh sur 2020).**

2.2.5 Indicateurs de performance

Les indicateurs de performance ont été regroupés en 5 catégories. La définition complète des indicateurs est fournie en ANNEXE. Les indicateurs sont calculés pour le réseau Syner'gie sur la base du rapport et des valeurs 2019. Ces indicateurs ont également été fournis par DALKIA dans le CRA 2019.

- Assurer les besoins maximaux et ajuster la production aux besoins
- Préserver l'environnement et assurer la sécurité
- Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur
- Satisfaire les attentes de service des abonnés
- Gérer la facturation du service dans le respect des obligations de SP

Chaque indicateur est assorti d'une couleur, ayant la signification suivante :

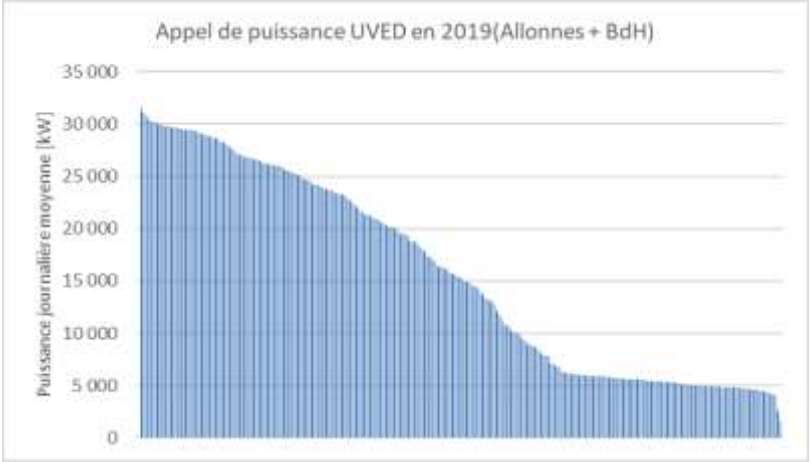
Bonne performance du réseau de chaleur

Indicateur à surveiller, proche des limites

Mauvaise performance

2.2.5.1 Assurer les besoins maximaux et ajuster la production aux besoins

Indicateur	Résultats
Taux d'appel de puissance (au regard de la capacité de production)	La capacité totale de production en base (hors secours/délestage) est de 107,1 MW en 2019. Le délégataire a fourni un fichier des relevés des puissances moyennes journalières sur 2019. Ce fichier permet d'établir les puissances maximums sous-tirées sur chaque réseau (somme de tous les moyens de production) et au global : - Puissance max sur le réseau BDH : 29,2 MW - Puissance max sur le réseau Allonnes : 18,6 MW - Puissance max au global sur Syner'gie : 43,9 MW ⇒ En 2019 le taux d'appel de puissance du réseau Syner'gie est de 41%.

	Sur la <u>partie UVED</u>, le taux d'appel de puissance (au regard de la puissance garantie de 33,1 MW) est de 96%.  Figure 11 – Monotone de la puissance journalière moyenne appelée sur l'UVED (cumul Allonnes + BdH) en 2019 <u>Allonnes</u> : la puissance maximale disponible sur l'échangeur de l'UVED est atteinte pour cette partie de réseau (111% enregistré) et 48% des moyens de production (gaz, cogénération, UVED) sont sollicités (57% hors cogénération). <u>Bord de l'Huisne</u> : la puissance maximale disponible sur l'échangeur de l'UVED est mobilisée à hauteur de 74% ; les autres moyens de production (gaz, cogénération, UVED) sont mobilisés à hauteur de 44% (57% hors cogénération). ⇒ En termes de capacité (puissance disponible), l'UVED est mobilisée à 96% de sa puissance maximum au global (par rapport à la puissance garantie par Syner'val). Sur le réseau d'Allonnes 100% de la puissance de l'échangeur UVED est mobilisée. ⇒ La réserve de puissance ENR&R est très faible, ce qui dégradera le mix énergétique de futures extensions du réseau ayant un profil « climatique »
Durée d'utilisation éq. à pleine puissance (heures)	À l'échelle du réseau, l'ensemble des équipements sont utilisés à hauteur de 1431 heures-équivalent pleine puissance en 2019. L'UVED est mobilisée à hauteur de 4231 heures pleine puissance (par rapport à la puissance garantie par Syner'val). <u>Bord de l'Huisne</u> : les systèmes de production de BdH sont mobilisés à hauteur de 1520 hr-éq. pleine P, l'UVED est mobilisée à hauteur de 3154 heures (par rapport à la puissance de l'échangeur UVED de BDH), en 2019. <u>Allonnes</u> : les systèmes de production de ce réseau sont mobilisés à hauteur de 1278 hr-éq. pleine P, l'UVED est mobilisée à hauteur de 3503 heures (par rapport à la puissance de l'échangeur UVED d'Allonnes), en 2019.

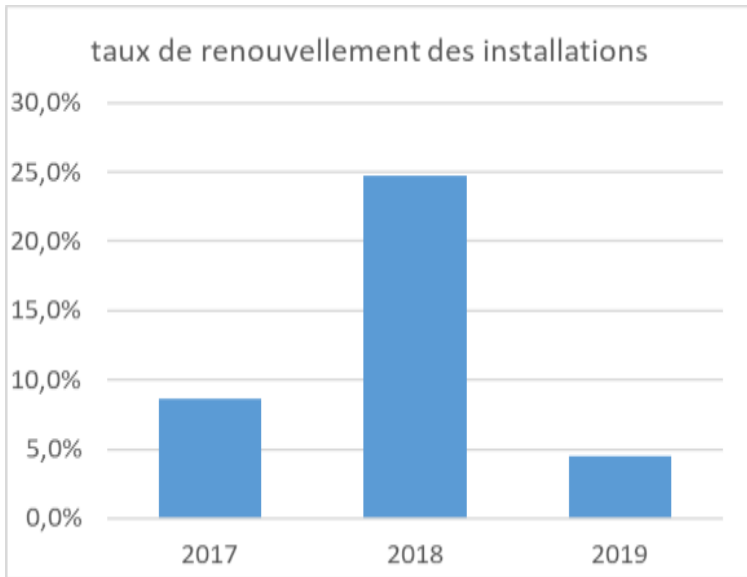
Taux d'interruption local du service	Le taux d'interruption est estimé à 0,11% en 2018 et 0,03% en 2019 d'après les CRA fournis par DALKIA. En 2019, le délégataire présente : - Aucun arrêt technique du réseau - Coupures locales pour la réparation de fuites sur le réseau BDH conduisant à un taux d'indisponibilité pondéré par la puissance souscrite de 0,03%
Taux d'arrêts programmés par rapport aux arrêts effectifs	Le taux d'arrêt programmé est de 0% , toutes les coupures de réseau faisant suite à des réparations de fuites.
Puissance souscrite au km	Bord de l'Huisne : 1689 kW souscrit / km Allonnes : 1897 kW souscrit / km Total Syner'gie : 1752 kW souscrit / km de réseau Ces ratios montrent une densité correcte du réseau Syner'gie .
Développement	Bord de l'Huisne : 20% - Allonnes : 0,1% - Syner'gie Le délégataire indique un taux de développement de 35% en 2018 et 14% en 2019 précisant que 5,4 km de réseau ont été réalisés en 2019. ⇒ Le développement du réseau est essentiellement porté par la branche BDH.

2.2.5.2 Préserver l'environnement et assurer la sécurité

Indicateur	Résultats
Bouquet énergétique	À l'échelle du réseau Syner'gie, en 2019, le bouquet énergétique est : - UVED (ENR&R) = 93,2% (140 GWh) - Gaz naturel (chaudière) = 6,8% (10 GWh) - Cogénération = non utilisée ⇒ Le réseau est majoritairement ENR&R et dépasse les objectifs contractuels. La mixité ENR&R contractuelle est de 83,7%. La forte mixité ENR&R peut s'expliquer par le fait que toutes les extensions prévues au contrat n'ont pas encore été faites.
Émissions de CO2	0,018 gCO2/kWh ⇒ Le réseau a un contenu CO2 faible (< 50 kg/kWh)
Facteur de ressource primaire	Bord de l'Huisne : 7,3% (gaz naturel) et Allonnes : 14,1% (gaz naturel) ⇒ 9.5% pour le réseau Syner'gie
Consommation d'eau du réseau	Bord de l'Huisne : 0,055 m3/MWh - Allonnes : 0,045 m3/MWh Total : 0,052 m3/MWh La consommation d'eau du réseau est de 6 643 m3 en 2019 ayant pour origine : - Le raccordement de 14 abonnés supplémentaires - La rénovation de 22 sous-stations - Le remplissage d'un secondaire - Des fuites sur 3 antennes
Coût des sinistres	Pas de sinistre en 2019.
Fréquence et gravité des accidents du travail	Aucun accident du travail sur 2019.

⇒ **Globalement le réseau de chaleur Syner'gie a une excellente performance environnementale et sécuritaire**

2.2.5.3 Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur

Indicateur	Résultats
Renouvellement des installations	Le taux de renouvellement des installations est calculé sur la base de l'état du solde GER fourni dans le CRA 2019 par DALKIA (Annexe 23 du CRA).  Figure 12 – Taux de renouvellement des installations du réseau Syner'gie

Le programme de renouvellement des installations prévu a été suivi et les travaux suivants ont été réalisés à 100% à la fin 2019 :

- L'adaptation des sous-stations des réseaux BDH – montant des travaux 1947 k€,
- Le remplacement des bouteilles de mélange des sous-stations du réseau Allonnes par des échangeurs – montant des travaux 277,5 k€.

La modernisation et la mise en conformité de la chaufferie des Bords de l'Huisne représente quant à elle un montant prévisionnel de travaux de 5 453,9 k€ ; à fin 2019 81% ont été réalisés, à date il reste la démolition de l'ancienne chaufferie.

Les systèmes de production de chaleur sont récents (< 10 ans) :

- Les chaudières gaz de la chaufferie de Bord de l'Huisne sont neuves (2018) ;
- L'échangeurs UVED pour Bords de l'Huisne neuf (2018) ;
- Les cogénérations des 2 chaufferies dont les dernières rénovations datent de 2012 (BDH) et 2013 (Allonnes) ;
- Les chaudières gaz de la chaufferie d'Allonnes datent de 2011 ;

Les réseaux enterrés sont anciens et font l'objet de réparation au titre du GER. Le réseau d'interconnexion UVED/réseau BDH est neuf et a été réalisé dans le cadre des travaux de premier établissement. Les sous-stations ont été rénovées ou sont neuves sur les deux réseaux.

2.2.5.4 Satisfaire les attentes de service des abonnés

Indicateur	Résultats
Prix moyen du MWh	62,67€ TTC/MWh prix compétitif (inférieur au prix moyen des réseaux de chaleur français)
Poids de la part proportionnelle aux consommations (R1)	48% La répartition assez cohérente avec celle d'autres DSP de ce type. Le poids du R2 pourrait pénaliser les clients qui souhaitent faire des économies d'énergie, s'ils ne renégocient pas leur puissance.
Enquête de qualité et de satisfaction	Un questionnaire de satisfaction a été distribué aux abonnés à la fin de la période de chauffe 2019. Les résultats seront présentés dans le compte-rendu d'activité 2020.
Réclamations	56 interventions ont été réalisées en 2019 mais aucune réclamation écrite n'a été reçue en 2019.
Réunions avec les représentants des abonnés	77 rencontres avec les abonnés (contre 57 en 2017 et 63 en 2018)
Actions et initiatives engagées par l'opérateur à l'attention des abonnés	Réalisation et mise à jour de panneaux d'information Mise à jour du site internet

2.2.5.5 Gérer la facturation du service dans le respect des obligations de SP

Indicateur	Résultats
Demandes d'explication de factures	Aucune
Taux d'impayés	Syner'gie rencontre des difficultés de recouvrement de créances auprès de 2 abonnés (SDC Mail des Alpes, Résidence l'Abbaye) sur 157 pour un montant total de 24 k€. Hormis sur ces 2 abonnés, Syner'gie ne présente pas de retard significatif de paiement .

2.2.5.6 Relations entre OA, citoyens et opérateurs

Indicateur	Résultats
Information des citoyens	Réalisation et mise à jour de panneaux d'information Site internet à jour Visites de sites avec des étudiants Présentation du réseau de chaleur et information sur les travaux Participation à la Foire du Mans.

2.2.6 Synthèse de l'audit technique du réseau Syner'gie

	Positif	Négatif
Origine Interne	✓ Moyen de production de chaleur ENR&R et d'appoints secours suffisant. ✓ Mix énergétique majoritairement décarboné lié à la chaleur de récupération de l'UVED, supérieur au prévisionnel. ✓ Faible contenu CO₂. ✓ Bonne densité thermique du réseau. ✓ Faible taux d'indisponibilité et de coupure. ✓ Prix de la chaleur stable mais très compétitif par rapport au prix moyen des réseaux de chaleur en France.	✓ Retard pris dans le raccordement de certains bâtiments. ✓ Rendement réseau inférieur au prévisionnel. ✓ Développement limité avec les moyens de production actuels.
Origine Externe	✓ Extensions et densifications possibles. ✓ Chaleur UVED supplémentaire disponible (mi-saison et l'été).	✓ L'augmentation de la puissance fournie par l'UVED nécessite des travaux.

2.3 Audit économique du réseau Syner'gie

2.3.1 Analyse du compte d'exploitation

Le compte de résultat est fourni par le délégataire dans le Compte Rendu d'Activité annuel (CRA) pour refléter l'activité économique du réseau de chaleur.

D'une manière générale, l'équilibre économique d'un réseau repose sur le principe suivant : les charges proportionnelles doivent être couvertes par des recettes proportionnelles et les charges fixes par des recettes fixes.

Le compte d'exploitation du réseau Syner'gie se présente de la façon suivante :

- **Les recettes de la délégation (produits) :**
 - La vente de chaleur – part variable (R1)
 - La vente de chaleur – part fixe abonnement (R2)
 - La vente d'électricité des cogénérations
 - Les droits de raccordement
 - Les autres produits d'exploitation : travaux facturés, transfert de charges, reprise de provision sinistre.
- **Les charges d'exploitation de la délégation :**
 - Les charges d'achat de combustible et d'énergie (P1)
 - Les charges d'exploitation dues aux achats de matières/produits/autres énergies tel que l'électricité des auxiliaires, l'eau, les produits de traitement d'eau, le petit matériel (P1')
 - Les charges d'entretien et de maintenance courante et les contrôles réglementaires (P2)
 - Les charges de gros entretien et renouvellement des installations (GER P3)
 - Les autres charges d'exploitation (redevances, assurances, frais de structure, dotation aux amortissements, impôts et taxes, assurances, charges financières et exceptionnelles).

Synthèse	2019	2018	2017
PRODUITS			
Vente R1	3 636 652 €	2 924 653 €	2 584 013 €
Vente R2	3 952 846 €	3 306 856 €	3 070 009 €
Vente électricité cogénération	2 982 749 €	3 788 891 €	4 181 513 €
Droits de raccordement	0 €	0 €	0 €
Autres produits d'exploitation	64 229 €	53 975 €	643 940 €
Total produit d'exploitation	10 636 476 €	10 074 375 €	10 479 475 €
CHARGES			
Achat combustible et énergie P1	3 508 995 €	4 341 989 €	4 999 872 €
<i>gaz</i>	512 127 €	2 620 761 €	3 971 183 €
<i>chaleur UVE</i>	2 907 659 €	1 600 130 €	905 435 €
<i>fioul</i>	73 062 €	7 647 €	0 €
<i>rachat quota CO2</i>	16 147 €	113 451 €	123 254 €
Achat autres matières P1'	260 207 €	256 436 €	205 790 €
Charges de P2	1 068 664 €	1 516 418 €	1 562 480 €
Charges GER P3	149 431 €	732 466 €	229 660 €
Redevances	1 488 628 €	1 182 175 €	1 024 305 €
Autres frais et charges	672 891 €	616 192 €	657 872 €
Dotation aux amortissements et aux provisions	1 605 799 €	1 217 342 €	780 116 €
Total charges d'exploitation	8 754 615 €	9 863 018 €	9 460 095 €
Résultat d'exploitation (avant IS et participation des salariés)	1 881 861 €	211 357 €	1 019 380 €

Tableau 7– Compte de résultat 2019, 2018 et 2017 de Syner'gie

⇒ **La concession est en bonne santé financière depuis le démarrage du contrat.**

Le résultat d'exploitation net (avant impôt sur les sociétés et participation des salariés) est en forte hausse entre 2018 et 2019 qui s'explique par :

- Une hausse des ventes R1/R2 (+1358 k€ soit 22%) ;
- Une diminution des charges de combustible P1 (-20%) grâce à l'utilisation massive de chaleur de récupération issue de l'UVED ; cette utilisation étant bénéfique tant pour le prix, que pour les quotas CO2. A noter qu'en 2019 il n'y a pas eu d'utilisation des chaudières fioul (ni des cogénérations), le montant « fioul » identifié dans le CRA2019 correspond au rachat du stock de fioul du précédent exploitant ;
- Le compte P3 diminue également fortement, en raison d'une anticipation sur 2018 des charges de celui-ci (voir §suivant pour l'analyse spécifique de la gestion du GER).

Entre 2017 et 2018 la forte baisse du résultat d'exploitation s'explique par :

- La dotation aux amortissements qui augmente de 56% (effets de la subvention) entre 2017 et 2018 ;
- L'augmentation des charges de GER sur 2018 ;
- Une diminution du produit d'exploitation qui a été gonflé en 2017 par 644 k€ de transfert de charge.

2.3.2 Impact des cogénérations

L'extrait suivant du CRA2019 présente l'ensemble des charges liées aux cogénérations. On peut noter que :

- Les **recettes** liées aux contrats C13 de vente d'électricité représentent, en 2019, 28% des produits de la concession, pour une valeur de près de 3 M€ et **sont conformes au prévisionnel**.
- Les **charges de combustible (gaz)** sont beaucoup plus élevées, de 41 k€ en 2019 contre 1 k€ au CEP, en raison du fonctionnement de la cogénération BdH pendant 3 mois.
- Les **charges de maintenance** sont de 126 k€ au réel (prestataire extérieur CLIMATELEC) contre 173 k€ prévu au CEP soit **27% de moins**.
- Les **frais d'assurance sont moitié moins élevés** pour 26 k€ au réel contre 57 k€ provisionnés.
- Les **investissements amortis** sont conformes au prévisionnel, de même que globalement les frais de financement.

Globalement, le résultat des cogénérations est conforme au prévisionnel.

	CEP 2019	Réel 2019	Ecart	
Cogénération Allonnes : détail des charges et recettes				
Achats Gaz	0	1 262	1 262	
Maintenance cogénération (GER inclus)	58 005	40 673	-17 332	-30%
Charge d'investissement	360 463	375 138	14 675	4%
<i>Dont PRCI / Amortissement</i>	360 463	357 156	-3 307	-1%
<i>Dont Frais financiers</i>	0	17 981	17 981	
Assistance technique et frais généraux	5 548	5 548	0	0%
Assurances	23 578	13 544	-10 034	-43%
Autre	0	0	0	
Dépenses Cogénération	447 594	436 165	-11 429	-3%
Recettes chaleur	0	190	189,63	
recettes électrique	1 171 236	1 143 924	-27 312	-2%
Ventes cogénération	1 171 236	1 144 113	-27 123	-2%
Résultat cogénération Allonnes	723 642	707 948	-15 694	-2%
Cogénération Bords de l'Huisne : détail des charges et recettes				
Achats Gaz	1 098	39 967	38 869	3540%
Maintenance cogénération (inclus GER)	100 452	70 640	-29 812	-30%
Charge d'investissement	316 935	303 154	-13 781	-4%
<i>Dont PRCI / Amortissement</i>	287 631	290 659	3 028	1%
<i>Dont Frais financiers</i>	29 304	12 496	-16 808	-57%
Assistance technique et frais généraux	8 795	8 795	0	0%
Assurances	33 758	12 190	-21 568	-64%
Autre (coût CO2) (TF et CET intégré dans la DSP)	0	0	0	
Dépenses Cogénération	461 038	434 746	-26 292	-6%
Recettes chaleur	0	400	400	
recettes électrique	1 845 467	1 838 825	-6 642	0%
Ventes cogénération	1 845 467	1 839 226	-6 241	0%
Résultat cogénération Bords de l'Huisne	1 384 429	1 404 480	20 051	1%

Tableau 8– Comparaison du CEP et du réel 2019 pour les cogénérations [source : CRA 2019]

L'arrêt des cogénérations est envisagé dans le CEP prévisionnel :

- Arrêt des recettes de cogénération et des charges d'investissement (fin de l'amortissement) à partir de fin 2024 pour Bords de l'Huisne et mi-2025 pour Allonnes,
- Maintien des frais généraux, d'assistance technique, de consommation de gaz pour test, de maintenance GER et d'assurance au-delà de cette période et jusqu'à la fin de la concession.

D'après le CEP, les cogénérations représenteront, à partir de 2026, une charge annuelle, de -231 k€. Une justification de ces coûts est à demander au délégataire.

D'après le CEP toujours, le manque à gagner dû à l'arrêt des contrat C13 de ces cogénérations représente -2M€ (ventes d'électricité diminué des charges).

2.3.3 Prix de chaleur

Le prix de chaleur moyen est en baisse en 2019 du fait de l'utilisation majoritaire de la chaleur de l'UVED, dont le tarif unitaire utilisé dans la formule de calcul est bien inférieur à celui du gaz.

	2019	2018	2017
R1	25,17 €HT/MWh	28,52 €HT/MWh	26,32 €HT/MWh
	48%	48%	45%
R2	63,12 €HT/kW	54,24 €HT/kW	61,19 €HT/kW
	52%	52%	55%
Prix moyen de la	59,40 €HT/MWh	60,33 €HT/MWh	57,09 €HT/MWh

chaleur HT			
Prix moyen de la chaleur TTC	62,67 €TTC/MWh	63,65 €TTC/MWh	60,23 €TTC/MWh

Tableau 9– Prix moyen de la chaleur du réseau Syner'gie de 2017 à 2019

Le **prix de chaleur est largement inférieur à la moyenne nationale** qui est de 78,7 € TTC/MWh en 2018 (tout type de réseau, enquête Amorce/SNCU).

La **part R1/R2 est équilibrée**.

La diminution du prix de chaleur entre 2018 et 2019 est principalement dû au passage à une nouvelle tranche tarifaire avec un usage plus important de l'UVED.

La variation du prix de la chaleur au MWh dépend également du rapport puissance souscrite sur consommation qui lui-même dépend de la typologie des abonnés raccordés et de la rigueur climatique. La diminution du prix de chaleur entre 2018 et 2019 s'explique donc également et en partie par la rigueur climatique en légère hausse.

Notons toutefois que le prix de la chaleur est supérieur au prévisionnel (56,6 €TTC/MWh) ce qui est dû à la répartition de consommation / puissance souscrite inférieure. On note notamment que le CEP du délégataire a été réalisé avec des DJU trentenaire (2422) alors que les DJU réels enregistrés sont nettement plus bas (2026/1969/2005 DJU respectivement enregistré en 2017/2018/201). Cela n'implique pas une nécessairement une facture énergétique plus importante pour l'abonné.

Ce prix de chaleur permet de rendre très attractif le réseau Syner'gie. À titre de comparaison, pour un logement social type, la facture énergétique annuelle est inférieure à tous les autres modes de production de chaleur (gaz à 49 € TTC/MWh hors abonnement).

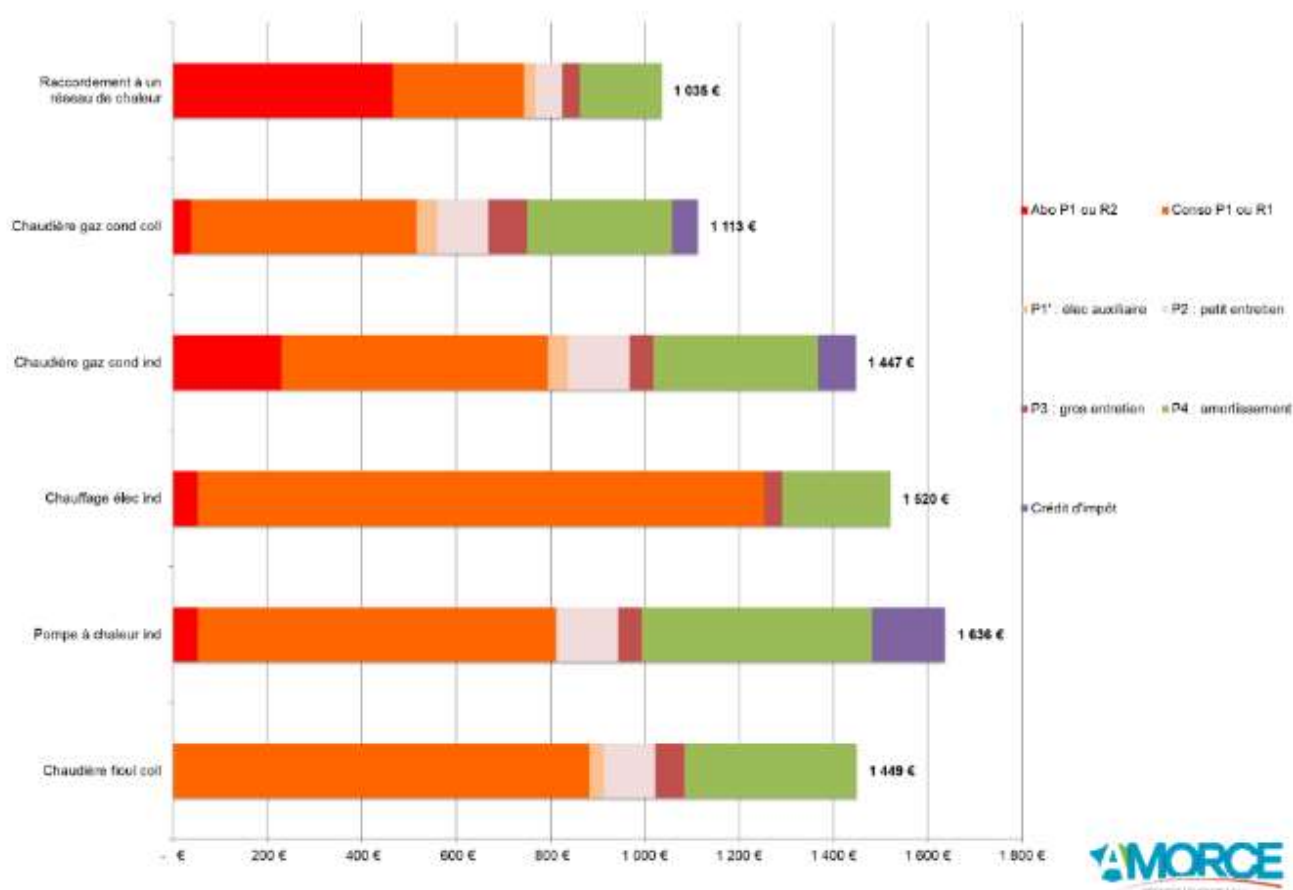


Figure 13 – Décomposition du coût global chauffage et ECS sur 1 an en € TTC (source : calculateur AMORCE)

2.3.4 Tarification

La tarification de la chaleur est décomposée en 2 termes principaux :

- Terme variable R1 relatif à la consommation d'énergie, ce terme étant lui-même soumis à l'indexation et décomposé selon le Tableau 10 ci-après ;
- Terme fixe R2 relatif à la puissance souscrite.

Le terme R1 est contractuellement défini, à partir de 2019 c'est le mode de calcul « après mise en service de la liaison UVED-BdH » qui est utilisé. Dans cette condition, hors actualisation le montant R1 est de 24,93 €/MWh.

	Tarif (euros HT/MWh)	Jusqu'à la mise en service de la liaison UVED-BdH	Après la mise en service de la liaison UVED-BdH
		Coefficient (%)	Coefficient (%)
R1uve	22,96	a = 59,2	a = 83,7
R1cog	22,96	b = 24,5	b = 0,0
R1g	35,03	c = 16,3	c = 16,3
R1f	79,82	d = 0,0	d = 0,0
R1 CO2	0,24		

Tableau 10– Détail de la composante R1 du tarif

Les formules de révision des différents termes semblent cohérentes avec leurs attributions.

L'évolution de la tarification unitaire (R1 et R2) depuis l'année 2017 est la suivante :

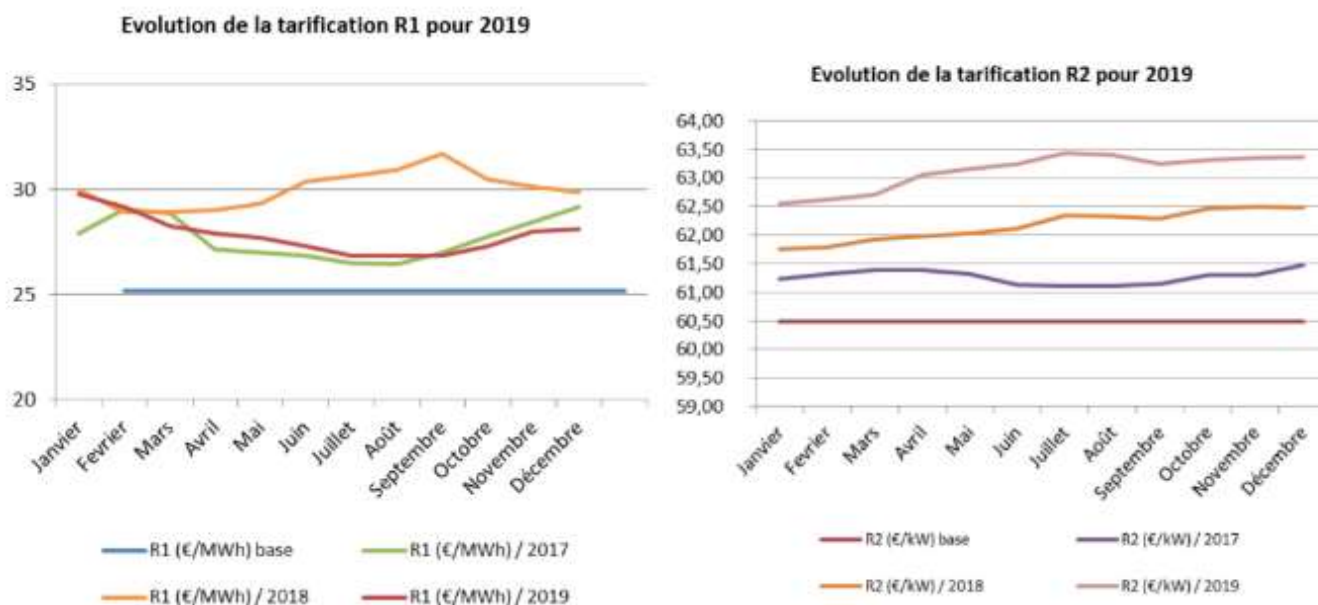


Figure 14 – Evolution des R1 et R2 mensuels de Syner'gie sur 2019

On remarque qu'en 2018, le R1 a subi une augmentation marquée, liée à l'augmentation importante du PEG. La baisse du PEG sur 2019 a permis de rabaisser le R1 au niveau des valeurs de 2017.

⇒ Par rapport au R1 de base, le R1 en date de valeur décembre 2019 est supérieur de 12%.

On remarque une légère augmentation du R2 depuis la signature de la DSP.

⇒ Par rapport au R2 de base, le R2 en date de valeur décembre 2019 est supérieur de 5%.

2.3.5 Analyse des charges d'exploitation

Evolution des charges d'exploitation

L'évolution des charges d'exploitation est présentée dans le tableau ci-dessous en €HT par MWh d'énergie livrée.

€/MWh utile	2019	2018	2017	Moyenne
Achat combustible et énergie P1	27,5 €	42,0 €	50,5 €	40,0 €
gaz	4,0 €	25,4 €	40,1 €	23,2 €
chaleur UVE	22,8 €	15,5 €	9,1 €	15,8 €
fioul	0,6 €	0,1 €	0,0 €	0,2 €
rachat quota CO2	0,1 €	1,1 €	1,2 €	0,8 €
Achat autres matières P1'	2,0 €	2,5 €	2,1 €	2,2 €

Charges de P2	8,4 €	14,7 €	15,8 €	12,9 €
Charges GER P3	1,2 €	7,1 €	2,3 €	3,5 €
Redevances	11,7 €	11,4 €	10,3 €	11,1 €
Autres frais et charges	5,3 €	6,0 €	6,6 €	6,0 €
Dotation aux amortissements et aux provisions	12,6 €	11,8 €	7,9 €	10,7 €
Total charges d'exploitation	68,5 €	95,5 €	95,5 €	86,5 €

Tableau 11– Evolution des charges d'exploitation de Syner'gie

Les charges P1 dépendent des énergies et de la mixité énergétique de chacun des réseaux. Le ratio de charge P1 par rapport au nombre de MWh vendu s'établit à 40 €/HT/MWh en moyenne, avec une forte baisse en 2019. Cette baisse peut s'expliquer par le fait que les cogénérations sont à l'arrêt et ne consomment pas de gaz et par l'excellente mixité UVED. Le détail des consommations et des dépenses de P1 est présenté dans le paragraphe suivant.

Les charges P2 (technique + administratif) s'établissent autour de 12,9 €/HT/MWh en moyenne, avec une forte baisse en 2019. **Cette baisse est à expliquer.**

Les charges P3 dépendent principalement des dépenses réalisées chaque année et non des ventes de chaleur. Leur évolution est analysée dans un paragraphe suivant sur l'ensemble de la période de concession, au regard des dépenses de travaux prévisionnels et réalisés.

Les charges P1', de redevances et des autres frais sont relativement stables.

Enfin concernant les charges P4 (amortissement des investissements + subventions et charges financières), la moyenne s'établit à 10,7 €/HT/MWh, avec des écarts entre 2017 et les années suivantes, liés à la réalisation progressive des travaux de premier établissement.

Analyse des charges P1

Les charges P1 (achat de combustibles) comprennent :

- Les achats de gaz pour les chaudières et la cogénération,
- Les achats de fioul,
- Les achats de chaleur à l'UVED.

Des achats de fioul ont été réalisés sur 2018 et 2019 (pour un prévisionnel = 0) mais les chaudières n'ont pas été utilisées. Ces dépenses correspondent à l'utilisation des chaufferies mobiles utilisées lors de la montée en charge et au rachat du stock existant.

Les tableaux et graphiques suivants présentent l'évolution des dépenses de gaz et de chaleur UVED de 2017 à 2019, selon les CRA (« réel ») et le CEP annexé au contrat de DSP (prévisionnel).

Les **achats de chaleur sur l'UVED** sont légèrement supérieurs au prévisionnel, entre 7 et 9%. La dépense rapportée à la consommation montre un prix stable sur les 3 ans. Le volume global de dépense augmente de façon conséquente (+80% d'une année sur l'autre sur les 3 années observées) pour atteindre la part de 83% des dépenses de combustibles engagées.

		2019	2018	2017
réel	achat chaleur UVED (€ HT)	2 907 659 €	1 600 130 €	905 435 €
	conso chaleur UVED (MWh th)	140 058	74 882	44 658
prévisionnel	achat chaleur UVED (€ HT)	2 684 620 €	1 472 435 €	848 496 €
	conso chaleur UVED (MWh th)	134 231	73 622	42 425

Tableau 12– Evolution des dépenses de P1 chaleur UVED de Syner'gie

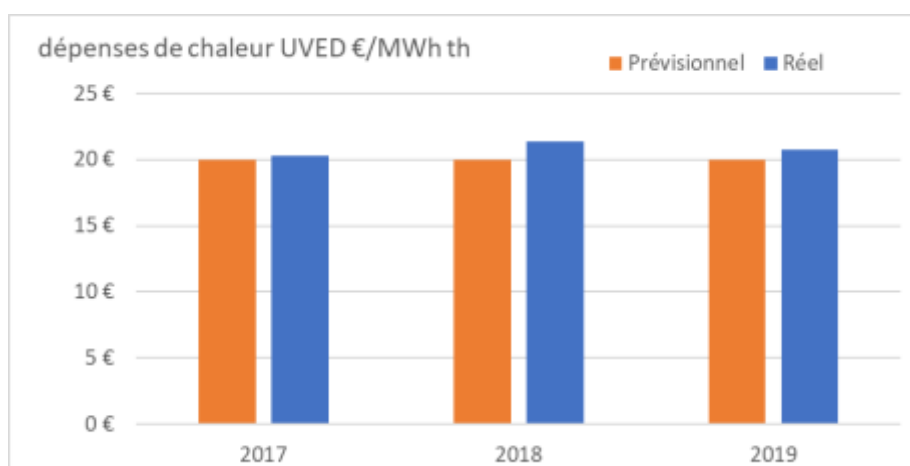


Figure 15 – Evolution du coût de chaleur UVED de Syner'gie

⇒ **Les dépenses de chaleur UVED sont majoritaires, le prix est stable de 2017 à 2019 et l'évolution est conforme au prévisionnel.**

A contrario des consommations de chaleur sur l'UVED, les consommations de gaz diminuent fortement entre 2017 et 2019. Cela est dû à l'augmentation de la part UVED dans le mix énergétique, la moindre utilisation des chaufferies gaz et des cogénérations (passage en mode MDSE).

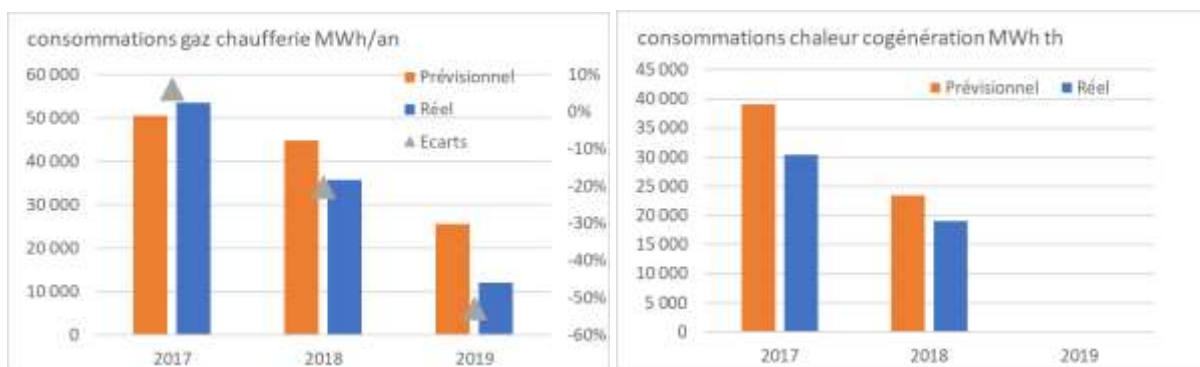


Figure 16 – Evolution des consommations gaz chaufferie et chaleur cogénération de Syner'gie

Sur 2018 la consommation de gaz est inférieure d'environ 20% au prévisionnel et en 2019 de presque 50%. Cela est notamment dû à une rigueur climatique moindre.

Les dépenses de gaz utilisés dans les chaufferies et les cogénérations restent maîtrisées en 2018 et légèrement inférieures au prévisionnel en 2019. Le léger écart des dépenses en 2018 et 2019 entre réel et prévisionnel est néanmoins beaucoup moins marquée que les écarts de consommation de gaz.

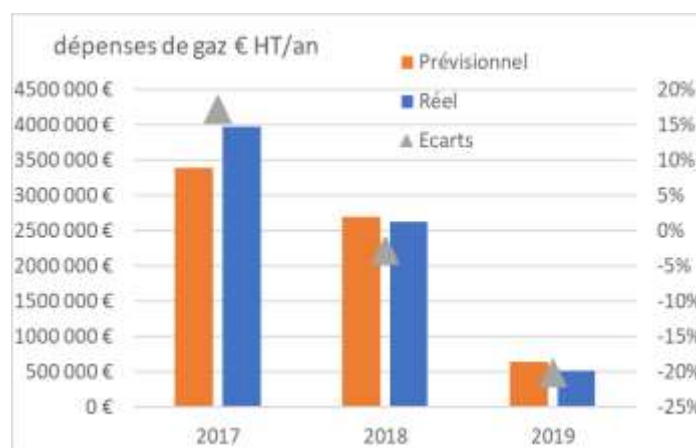


Figure 17 – Evolution du coût de chaleur UVED de Syner'gie

- ⇒ La facture du P1 gaz n'est que légèrement inférieure au prévisionnel malgré un écart significatif de consommation.

Bilan pour l'ensemble du poste P1 :

P1	2017	2018	2019
réel	4 234 567 €	4 168 364 €	3 326 042 €
prévisionnel	4 876 618 €	4 228 538 €	3 492 848 €
Ecart	-13%	-1%	-5%

Tableau 13– Evolution des dépenses de P1 de Syner'gie

- ⇒ Pour l'ensemble du poste P1 (achat de combustible), les dépenses réelles restent inférieures au prévisionnel et le volume global de dépense diminue, principalement en raison d'un recours plus important à l'UVED.

Analyse des autres charges d'exploitation (hors GER)

Le volume de dépense des autres charges de la DSP est plus important au réel des deux années **2018 et 2019** que dans le CEP [source : CRA 2019 et 2018] de respectivement **29 et 13%**.

Le poste qui présente le plus d'écart est celui des frais de personnel (salaires) ; en 2019 ce poste représente un cinquième des dépenses de P2 pour 653 k€ pour 369 k€ prévus (+77%).

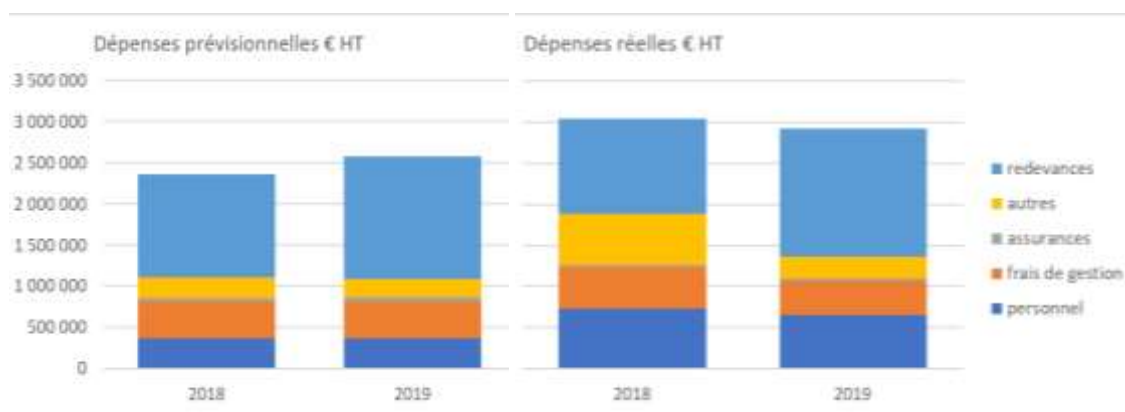


Figure 18 – Autres charges d'exploitation prévisionnelles et réelles

⇒ Les dépenses d'exploitation baissent en 2019 par rapport à 2018.

⇒ Les dépenses de frais de personnel et autres charges (P2) entre le prévisionnel et le réel sont significativement plus élevées, entraînant un écart des charges d'exploitation (hors P1, P3 et P4) de près de +30% en 2018 et +13% en 2019.

Analyse des travaux de GER (P3)

Le programme de Gros Entretien Renouvellement est prévu à l'Annexe 25 du Contrat de DSP. Il est découpé en 3 parties : chaufferie, réseau, sous-stations. Sur les 3 premières années (n0, n1, n2), dans l'annexe 25 du contrat, les travaux prévisionnels se montent à :

- Chaufferie : 154 k€
- Réseau : 485,3 k€
- Sous-stations : 57,4 k€

Soit un total de **696,8 k€**

Les travaux réalisés au titre du GER entre 2016 et 2019 sont les suivants [source CRA] :

	2017-2016	2018	2019
Chaufferie	Montant : 63,9 k€	Modernisation de la chaufferie BDH Montant : 43,9 k€	Modernisation de la chaufferie Allonnes Montant : 62,7 k€
Réseau	Montant : 142,9 k€	Réparation de fuites sur le réseau BDH, création de chambres à vanne Montant : 319,8 k€	Réparation de fuite sur les réseaux Allonnes et BDH Montant : 72,2 k€
Sous-station	Montant : 22,9 k€	Modernisation des SST Allonnes et BDH Montant : 368,8 k€	Modernisation des SST réseau Allonnes Montant : 43,2 k€
Total	229,7 k€	732,5 k€	178,1 k€

Tableau 14– Dépenses de GER depuis le démarrage du contrat

⇒ **Les frais de GER sont supérieurs au prévisionnel contractuel. Cependant, le début de la DSP étant récent, l'analyse du solde GER sera pertinente au bout d'un nombre plus important d'années.**

Les dépenses prévisionnelles de GER sont détaillées dans l'annexe 25 du contrat de la DSP. Les montants annuels prévus par le Déléguéaire sont décrits dans le graphique ci-dessous :

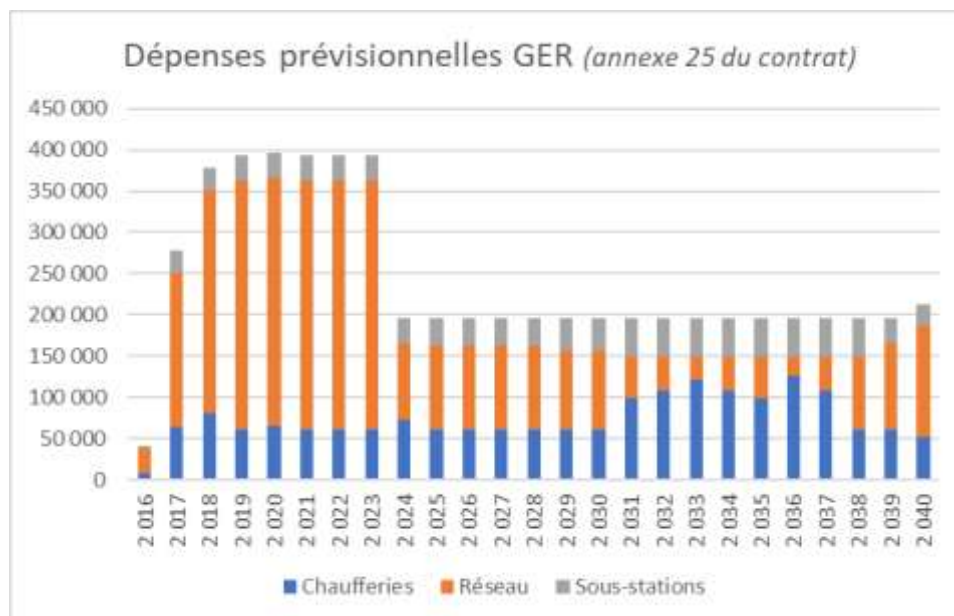


Figure 19 – Dépenses prévisionnelles GER (annexe 25 du contrat)

Le Déléguéaire a prévu de faire des travaux importants de remplacement et de rénovation du réseau de chaleur entre 2017 et 2023.

Il prévoit également des travaux tous les ans sur les chaufferies avec un volume travaux plus important entre 2031 et 2037.

Au global, sur les 24 ans, le Déléguéaire a prévu de dépenser 6 010 k€HT en GER, avec la répartition suivante :

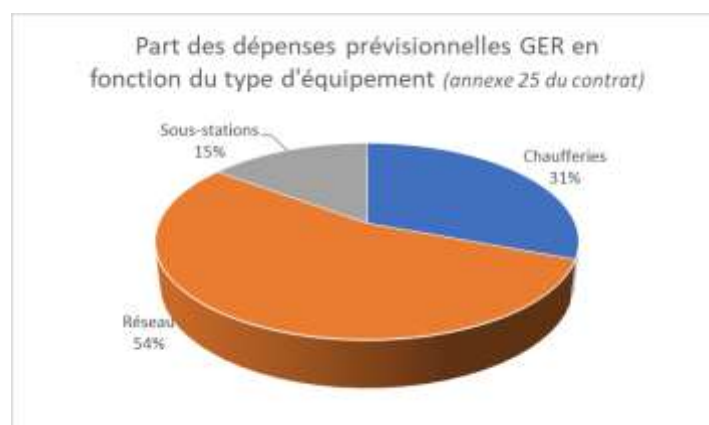


Figure 20 – Part des dépenses prévisionnelles GER en fonction du type d'équipement (annexe 25 du contrat)

Ce montant représente 19% du montant total des investissements envisagés, ce qui semble cohérent avec le programme important de rénovation des sous-stations et de remplacement de réseau prévu dans le cadre des travaux de 1^{er} établissement.

Nota : le Déléataire a remplacé les bouteilles de mélange des sous-stations du réseau d'Allonnes par des échangeurs. Ces travaux ne sont pas fléchés en GER dans le CEP mais ils sont imputés au R24. Le montant prévisionnel est de 277 k€HT répartis entre 2020 et 2027.

2.3.6 Investissement et travaux de premier établissement

Le programme de travaux de premier établissement et les budgets prévisionnels sont indiqués aux contrats de DSP Annexe 11. L'avenant n°1 ne fournit aucune précision ou modification de ces éléments.

Le programme de travaux de premier établissement intégré dans la concession prévoit :

- La création d'un réseau de chaleur basse température entre l'UVED et le réseau Bords de l'Huisne,
- Le passage en basse température du réseau BDH,
- La modernisation et la mise en conformité de la chaufferie gaz de BDH,
- La création des antennes et des postes de livraison de nouveaux abonnés,
- Le remplacement des bouteilles de mélange des sous-stations d'Allonnes par des échangeurs.

Le budget prévisionnel associé, selon cette Annexe 11, est de **28,9 M€**, pour une durée de travaux de 2 ans 1/2 entre février 2017 et juin 2019. Ces montants intègrent les rachats des investissements non amortis représentant 22,8 M€

A noter que les dépenses travaux présentées dans le CEP prévisionnel annexé au contrat de DSP (R24) se montent à 23,0 M€ dépensés entre 2016 et 2019.

Le CRA 2019 de Syner'gie présente un bilan des travaux réalisés depuis 2016 au 31/12/2019 :

- Coût prévisionnel des travaux : 25,5 M€
- Avancement réel au 31/12/2019 : 24,3 M€ (voir **Tableau 15** suivant)

Le taux d'avancement (réel/prévisionnel selon CRA) est de **95% pour 3 ans de travaux**. Les travaux restant à réaliser sont :

- La fin des travaux de reconstruction de l'ancienne chaufferie Bords de l'Huisne.

A noter qu'une partie des travaux a été abandonné (certaines branches du réseau BdH), en accord avec la métropole, pour des raisons économiques.

⇒ **Les travaux de premier établissement ont pris un léger retard**

⇒ **Le volume de travaux réalisé est inférieur au budget prévisionnel de l'Annexe 11 du Contrat de DSP (-11%).**

INVESTISSEMENTS EN COURS (PROGRAMME TRAVAUX + AVENANT + TRAVAUX SUPPLEMENTAIRES)						
Investissements en cours	Description	Montant engagé en 2016, 2017 et 2018	Montant engagé en 2019	Montant avancement Travaux	Mise en service (voir ci-dessus programme travaux)	Montant restant Investissement en-cours
Modernisation et conformité de la chaufferie des Bords de l'UISNE	Annexe 11 "Travaux" Contrat de DSP + Avenant 2019 + commandes supplémentaires 2019	3 917 763 €	287 683 €	4 205 848 €	-4 159 061 €	46 565 €
Réseaux de chaleur LE MANS METROPOLE Réseaux et sous stations	Annexe 11 "Travaux" Contrat de DSP + Avenant 2019 + commandes supplémentaires 2019	18 927 766 €	1 225 671 €	20 153 636 €	-20 003 933 €	149 703 €
		22 845 529 €	1 513 754 €	24 359 282 €	-24 163 014 €	196 268 €

Tableau 15– Investissement en cours sur Syner'gie [source : CRA2019]

Ces travaux sont financés au moyen :

- D'une subvention ADEME de 2 M€ pour les travaux de raccordement de l'UVED (16,7 km). 40% de cette subvention a été reçue en 2018,
- De 3 prêts bancaires à taux fixe pour la partie investissement (taux d'intérêt 3% sur 21 ans),
- D'un prêt bancaire à taux fixe pour la partie reprise d'équipement (2,8% sur 9 ans).

2.3.7 Analyse des marges d'exploitation

Le tableau ci-dessous présente les marges d'exploitation entre les recettes et les dépenses de la concession de 2017 à 2019.

	2019	2018	2017
Marge R1+Elec/P1	47,0%	35,3%	26,1%
Marge R2/P2+P3+P4	-30,6%	-64,3%	-20,1%
Marge brute d'exploitation	17,7%	2,1%	9,7%

Tableau 16– Investissement en cours sur Syner'gie

La marge R1+Elec/P1 ne tient pas compte des charges d'exploitation spécifiques aux cogénérations incluses dans les charges P2 et P3, ce qui explique la marge R1 très importante et les pertes sur le R2.

Le réseau présente une rentabilité importante en 2019, principalement lié à des dépenses moindres sur le gaz, les charges de maintenance et aux ventes d'énergie supplémentaires.

2.3.8 Équilibre économique de la DSP en 2019

Investissements :

Prévisionnel : 25,6 M€
Réalisé (fin 2019) : 24,4 M€
(Travaux restant : chaufferie BDH)

95% du prévisionnel

Financement :

ADEME : 2 M€ notifiés (5 M€ envisagés)

Charges P1/P2 :

Prévisionnel (2019) : 6,2 M€
Réalisé (2019) : 7,0 M€

+13% du prévisionnel

Charges P3 :

1,2 M€ depuis début DSP contre
1,2 M€ prévus

100% du prévisionnel

Recettes R1/R2 :

Prévisionnel (2019) : 7,4 M€
Réalisé (2019) : 7,6 M€

97% du prévisionnel

Recettes Électriques :

Prévisionnel (2019) : 3,0 M€
Réalisé (2019) : 2,9 M€

100% du prévisionnel

- Les recettes de la DSP en 2019 sont cohérentes avec le prévisionnel.
- Les charges de P1/P2 sont supérieures en 2019 (~800 k€, soit +8% des charges totales).
- Le CEP prévisionnel prévoit un résultat net de 6,6 M€. Le résultat net de la concession est, depuis le début du contrat (2016 à 2019), de 1,8 M€ soit un écart de 4,8 M€.

2.3.9 Synthèse de l'audit économique du réseau Syner'gie

	Positif	Négatif
Origine interne	✓ Prix de la chaleur supérieur au prévisionnel, mais très compétitif par rapport au prix moyen des réseaux de chaleur en France. ✓ Prix de chaleur très compétitif par rapport à d'autres type de production. ✓ Les recettes de la DSP sont, en 2019, cohérentes avec le prévisionnel.	✓ Léger retard dans les travaux de premier établissement qui entraîneront des dépenses sur 2020 supérieures au prévisionnel. ✓ Les charges de la DPS sont supérieures, en 2019, au prévisionnel. ✓ Le résultat net cumulé depuis le démarrage de la DSP est très inférieur au prévisionnel (écart de – 4,8 M€).
Origine Externe	✓ Subventions Fonds chaleur disponibles pour étendre le réseau	✓ Chute du prix du gaz en 2020 (COVID-19)

2.4 Audit contractuel du réseau Syner'gie

2.4.1 Contrat de concession

L'exploitation du réseau de chaleur du Mans en DSP a été confiée à la société dédiée **Syner'gie** par Le Mans Métropole, à compter du 1^{er} octobre 2016 pour une durée de 24 ans. La signature du contrat a eu lieu le 27 juillet 2016. Sa notification date du 1^{er} août 2016.

L'objet principal de la DSP présente le Déléataire comme le « responsable du fonctionnement du service », il « l'exploite à ses risques et périls ». Le contrat prévoit de mettre à disposition des installations existantes :

- Prise en charge du réseau et de la chaufferie d'Allonnes au 1^{er} octobre 2016
- Prise en charge du réseau et de la chaufferie Bords de l'Huisne 1^{er} décembre 2016

Le contrat comprend également la réalisation de travaux sur les installations et des travaux d'extensions, dont il encadre les modalités.

Il a connu à ce jour la signature d'un avenant détaillé ci-dessous :

- **Avenant n°1 du 07/08/2017 :**
 - Mise en cohérence de formules d'indexation entre le contrat et le règlement de service,
 - Modification du modèle de Police d'Abonnement,
 - Quelques modifications mineures sur le Contrat (température de l'Eau Chaude Sanitaire à 55°C +5/-0°C, période de chauffage du 1^{er} septembre au 30 juin, pas d'arrêt annuel programmé à partir du 1^{er} octobre 2018, prévisions sur le Compte de Réserves, formule de révision du R2.5, TVA sur les redevances perçues par Le Mans Métropole).

Les Principales Missions confiées aux Déléataires

Les principales missions confiées au Déléataire du réseau Syner'gie sont les suivantes :

- La fourniture et la distribution de l'énergie nécessaire au chauffage, à la production d'eau chaude sanitaire ou aux éventuels autres besoins de chaleur des usagers ;
- La signature des polices d'abonnement ;
- L'exploitation, l'entretien et le renouvellement de l'ensemble des installations de production thermique, de distribution et de livraison de chaleur sur l'ensemble du réseau de chauffage urbain ;
- La réalisation des contrôles techniques réglementaires nécessaires et obligatoires ;
- La réalisation de l'ensemble des démarches administratives relatives aux déclarations des travaux et aux demandes d'autorisation d'exploiter (démarche ICPE chaufferie, etc.) ;
- La gestion des relations avec les abonnés ;
- La communication ;
- La gestion du réseau, incluant la facturation et le recouvrement des sommes dues par les abonnés, les achats de combustibles, d'eau et d'électricité, ainsi que tous les produits et charges afférents à la gestion du service

- Le montage des dossiers de subventions publiques (ADEME, Conseil Régional, Conseil Général, etc...) et l'intégration des subventions obtenues ou de l'aide des Fonds Chaleur.

Gestion énergétique et engagement sur la mixité

En raison de la multiplicité des sources de production (UVED, cogénérations gaz, chaufferie gaz), le Déléataire est chargé d'optimiser la gestion énergétique pour minimiser le prix du R1 tout en garantissant un taux ENR > 50% :

- Valorisation de la chaleur issue de l'UVED
- Gestion des cogénérations : actuellement, les deux cogénérations (à Allonnes et Bords de l'Huisne) sont à l'arrêt et prêtes à démarrer si besoin (mode dit « dispatchable ») permettant de maximiser l'énergie issue de l'UVED tout en bénéficiant de recettes électriques

La mixité est engageante, contractuelle et fixe, tel que défini au Tableau 10– Détail de la composante R1 du tarif.

➔ **Outre la révision de chaque terme tarifaire, le terme R1 est donc fixe et ne dépend pas de la mixité réelle de chaque énergie, ce qui sécurise les abonnés.**

Modification du périmètre

Via l'article 6.5 du contrat, LMM à la **possibilité d'inclure ou d'exclure** dans le périmètre du service délégué toute partie de son territoire faisant l'objet d'une **opération importante** telle qu'une **opération nouvelle d'urbanisme** ou **une construction** non prévue à l'origine du Contrat.

Transport de chaleur par un autre prestataire

L'article 11.3 permet à LMM d'autoriser un autre Déléataire ou service public à **emprunter les voies publiques, à l'intérieur du périmètre Syner'gie, pour transporter la chaleur destinée à alimenter une distribution publique située en totalité en dehors de ce périmètre.**

Extensions et développement du réseau

Le développement du réseau et le raccordement de nouveaux abonnés à l'intérieur du périmètre relèvent du Déléataire, à ses frais et risques, dans la limite de la capacité technique des installations existantes.

En cas d'extension, des frais de raccordement peuvent être appliqués.

Importation et exportation de chaleur

LMM peut autoriser le Déléataire à utiliser les ouvrages délégués pour **exporter et vendre de l'énergie calorifique à des consommateurs situés en dehors du périmètre délégué.**

Par ailleurs, elle peut également autoriser le Déléataire à **importer de la chaleur** pour les besoins du service **à des tiers**.

Toute variation des quantités de chaleur importées et exportées représentant au moins 20 % des quantités vendues par le service ouvre droit à **révision des tarifs**.

- ⇒ Dans une perspective d'une extension du réseau de chaleur en dehors du périmètre, Syner'gie pourra, dans le cadre du contrat actuel, exporter/vendre de la chaleur à ces extensions. Un échangeur de barrage sera à mettre en place pour bien distinguer les différents délégataires de réseau le cas échéant.
- ⇒ Dans une perspective de création de nouvelles productions de chaleur, Syner'gie pourra, dans le cadre du contrat actuel, importer de la chaleur.

Conditions de réexamen

Le contrat peut être modifié dans les cas suivants :

- Tous les quatre ans ;
- **Si le réseau est classé, avec obligation de raccordement**, sans que cela ait été prévu lors de la négociation précédente ; (nota : le réseau n'est actuellement pas classé)
- **Si le périmètre est modifié de façon à remettre en cause l'équilibre financier du contrat ;**
- Lorsque, par le jeu successif des indexations, les prix unitaires varient de plus de 50% par rapport au prix fixés initialement ou depuis la précédente révision, ou en cas de disparition d'un indice servant à la révision des prix ou d'une évolution anormale qui ne refléterait plus l'évolution de la prestation correspondante ;
- En cas de changement de source d'énergie modifiant de façon substantielle l'équilibre économique du contrat ;
- **Si le total des puissances souscrites a varié de plus ou moins 20% par rapport à la puissance totale souscrite prévue dans le contrat** (Annexe 26) ou lors de la précédente révision et ce, sur une durée supérieure à douze (12) Mois ;
- **Si l'ensemble des quantités de chaleur consommées annuellement a varié de plus de 20 % à la hausse ou 25 % à la baisse**, par rapport à celles prévues dans le contrat (Annexe 26) ou lors de la précédente révision ;
- En cas d'évolution importante de la Réglementation et de la fiscalité modifiant de façon substantielle l'équilibre économique du Contrat ;
- En cas de mesure nouvelle et substantielle d'exploitation destinée à faire des économies d'énergie ou à favoriser une politique de développement durable ;
- En cas de survenance d'une cause légitime ou d'une cause exonératoire de nature à remettre en cause l'équilibre économique et les conditions techniques de la délégation ;
- Dans tous les cas où l'application de cette clause est prévue au contrat et non listés dans la présente clause ;
- **À l'été 2023 afin d'anticiper la fin des contrats d'achat EDF « C01R » relatifs aux cogénérations ;**
- À échéance du Contrat UVED afin d'intégrer le cas échéant des modifications engendrées par le renouvellement du contrat UVED.

Les dispositions en gras peuvent avoir un impact sur la DSP ou être utilisée en cas de développement du réseau de chaleur.

Gestion de la fin des deux cogénérations

Les chaufferies d'Allonnes et des Bords de l'Huisne sont équipées de cogénérations qui bénéficient de contrat d'obligation d'achat de l'électricité produite. Ces contrats se terminent le **31 octobre 2025 pour la cogénération d'Allonnes** et le **31 octobre 2024 pour celle des Bords de l'Huisne**.

Dans le CEP et le compte CO2 prévisionnel, la cogénération d'Allonnes n'est pas prévue pour fonctionner dès le début de la DSP. Celle des Bords de l'Huisne devait fonctionner jusqu'en 2018.

Caractéristiques de l'installation d'Allonnes :

- Type d'installation : moteurs gaz (3 moteurs)
- Puissance électrique = 6060 kWe
- Puissance thermique = 6060 kWth
- Date de mise en service : 01/11/2013 pour une durée de 12 ans
- Fin du contrat d'obligation d'achat : **31 octobre 2025**
- Type de contrat de revente d'électricité = C13 de 12 ans
- Mode de fonctionnement = MDSE depuis le 1^{er} janvier 2018

⇒ Dans le CEP, des dépenses de maintenance et d'assistance technique sont prévues à hauteur de 87 k€HT/an à partir de 2026, et jusqu'à la fin de la DSP, alors que la cogénération ne disposera plus d'un contrat d'obligation d'achat.

Caractéristiques de l'installation des Bords de l'Huisne :

- Type d'installation : moteur à gaz (5 moteurs)
- Puissance électrique = 10 400 kWe
- Puissance thermique = 12 000 kWth
- Date de mise en service : 01/11/2012 pour une durée de 12 ans
- Fin du contrat d'obligation d'achat : **31 octobre 2024**
- Type de contrat de revente d'électricité = C13 de 12 ans
- Mode de fonctionnement = 5 mois en continu en 2017, 3 mois en continu en 2018 puis en MDSE depuis novembre 2018

⇒ Dans le CEP, des dépenses de maintenance et d'assistance technique sont prévues à hauteur de 148 k€HT/an à partir de 2025, et jusqu'à la fin de la DSP, alors que la cogénération ne disposera plus d'un contrat d'obligation d'achat.

La clause de réexamen du contrat prévoit qu'à l'été 2023 les parties se rencontrent pour anticiper la fin des contrats d'achat EDF « C01R » relatifs aux cogénérations.

Polices d'abonnement incitatives

Contractuellement, le concessionnaire a mis en place une tarification incitative visant à intéresser l'abonné à ses puissances. Cette tarification a 3 niveaux de puissance souscrite possibles pour les abonnés :

- Mode Confort : l'échangeur est dimensionné sur une puissance maximale appelée par -7°C avec un coefficient de surpuissance contractuel ;
- Mode Performant : la puissance de l'échangeur est limitée à la puissance souscrite ;
- Mode Dynamique : l'abonné peut souscrire une puissance inférieure à sa puissance maximale théorique, l'échangeur est bridé à sa puissance maximale ; si la puissance maximale atteinte dans l'année est inférieure la puissance souscrite, l'abonné bénéficie d'un bonus, si elle est supérieure, un malus est appliqué.

Ce dernier mode vise à favoriser les abonnés réalisant des efforts pour limiter les appels de puissances (utilisation de l'inertie du bâtiment, régulation dynamique, optimisation du secondaire).

En 2019 deux sites vont bénéficier de cette police dynamique à titre de test : le groupe scolaire de l'Epau (Ville du Mans - branche BDH) et l'usine de l'eau.

Par ailleurs, la puissance souscrite peut être révisée et modifiée, notamment en cas de :

⇒ Nouveau raccordement

⇒ Travaux d'économie d'énergie

⇒ **Le dispositif incitatif est à valoriser et intensifier dans la perspective de réalisation d'économies d'énergies.**

2.4.2 Achat de chaleur à l'UVED

Le réseau Syner'gie comporte des sources de production de chaleur multiples, dont celle issue de l'UVED située hors du périmètre de la Délégation de Service Public. L'achat de chaleur issue de l'UVED présente des dispositions particulières évoquées ci-après.

L'usine de valorisation énergétique des déchets (UVED) du Mans est implantée sur le quartier de Villejean. Son exploitation en DSP a été confiée à la société GEVAL (société dédiée de VEOLIA implantée à La Chauvinière) à compter du 1^{er} octobre 2016 jusqu'au 30 septembre 2031.

La convention de fourniture de chaleur signée, en présence de LMM, entre le Déléataire de l'UVED et le Déléataire du RCU est conclue pour une durée de 15 ans (comme le contrat de DSP de l'UVED), soit jusqu'au 30 septembre 2031. Cette convention comporte des obligations de fourniture et d'enlèvement de chaleur. Ses principales modalités sont les suivantes :

- **Limites de prestations** : brides avals des échangeurs de l'UVED [source : plan PID du contrat Syner'gie / UVED]
- **Engagements du réseau** : engagements pris par le Déléataire RCU en termes d'Enlèvement Garanti Annuellement minimum (EGAm) :
 - Du 1^{er} octobre au 31 décembre 2016 : 14 000 MWh

- Du 1^{er} janvier au 31 décembre 2017 : 40 000 MWh
- Du 1^{er} janvier au 31 décembre 2018 : 70 000 MWh
- Du 1^{er} janvier au 31 décembre 2019 : 140 000 MWh
- Du 1^{er} janvier au 31 décembre de chaque année à partir de 2020 : 145 000 MWh/an
- **Engagement UVED** : à compter du 1^{er} octobre 2018 33,1 MW sont garantis, cependant, à titre indicatif, les puissances installées sont de 12,7 MW pour le réseau Allonnes et 28,3 MW pour le réseau Bords de l'Huisne.
- **Conditions de fourniture de la chaleur**
 - Le DELEGATAIRE UVED régule le fonctionnement de ses échangeurs pour une fourniture de chaleur à 109°C en sortie d'échangeurs.
 - Le DELEGATAIRE RC s'engage à recevoir l'énergie livrée à l'aval des vannes de livraison et à optimiser la gestion des réseaux pour maintenir des températures de retour inférieures à 70°C.

Nota : une pénalité en cas de dépassement de la température de retour est appliquée au-delà de 73°C.

La convention prévoit également l'application de pénalités en cas de non-respect des dispositions ci-dessus par l'une ou l'autre des parties.

2.4.3 Chaufferies de délestage

Le Délégataire du réseau utilise des chaufferies en délestage. Ces mises à disposition des équipements font l'objet de convention signées entre les abonnés concernés et le Délégataire.

Caractéristiques de la convention de mise à disposition des chaufferies des résidences Ronceray et Glonnières :

- Puissance thermique Ronceray = 6,9 MW (3 x 2300 kW)
- Puissance thermique Glonnières = 7,4 MW (4 x 1860 kW)
- Date de prise d'effet : 01/10/2018
- Date de fin de convention : 30/09/2040
- Redevance versée par le Délégataire : 1500 €HT/an

Caractéristiques de la convention de mise à disposition de la chaufferie du Pôle Santé Sud :

- Puissance thermique = 3,1 MW (2 x 2500 kW + 2000 kW)
- Date de prise d'effet : 01/06/2019
- Date de fin de convention : 30/09/2040
- Redevance versée par le Délégataire : 1500 €HT/an

Caractéristiques de la convention de mise à disposition de la chaufferie du Centre Aquatique des Atlantides :

- Puissance thermique = 1,88 MW (2 x 940 kW)
- Date de prise d'effet : 01/07/2018
- Date de fin de convention : 30/09/2040

- Redevance versée par le Déléataire : 100 000 € HT/an

2.4.4 Chaufferies mobiles

Le Déléataire du réseau utilise des chaufferies mobiles pour le secours. Ces chaufferies mobiles sont situées sur des sites déjà en exploitation par Syner'gie (chaufferie d'Allonnes 3 x 540 kW) et sur un site autre, qui donne lieu à une redevance :

Caractéristiques de la convention de mise à disposition de la chaufferie de l'EPSM :

- Puissance thermique = 1,9 MW
- Date de prise d'effet : 06/12/2017
- Fin du contrat d'obligation d'achat : 1^{er}/10/2040
- Redevance versée par le Déléataire : 1500 €HT/an

2.4.5 Synthèse de l'audit juridique du réseau Syner'gie

	Positif	Négatif
Origine interne	✓ Tarif R1 ne dépend pas de la mixité réelle du réseau ✓ Modification du périmètre possible ✓ Exportation et importation de chaleur possible ✓ Clause de réexamen prévue au contrat, notamment en cas de classement du réseau et pour gérer la fin des deux contrats de cogénération gaz ✓ Puissance minimale garantie par l'UVE ✓ Conventions de mise à disposition de chaufferies signées pour la durée restante du contrat	✓ Inconnues sur la gestion de la fin des contrats de cogénération gaz en octobre 2024 et octobre 2025
Origine Externe	✓ Classement du réseau obligatoire à partir du 1^{er} janvier 2022	✓ Fin des contrats d'obligation d'achat de l'électricité produite par des cogénérations gaz de plus d'1 MW électrique

3. LES AUTRES RESEAUX DE CHALEUR SUR LE MANS METROPOLE

3.1 Réseau de chaleur de la Percée Centrale

En dehors du périmètre de la DSP Syner'gie se trouve le réseau privé de Percée Centrale. Ce réseau de chaleur est actuellement exploité par Dalkia. Il alimente en chaleur et en eau chaude sanitaire des bâtiments du centre-ville du Mans, principalement des logements.

Le tracé du réseau est le suivant :

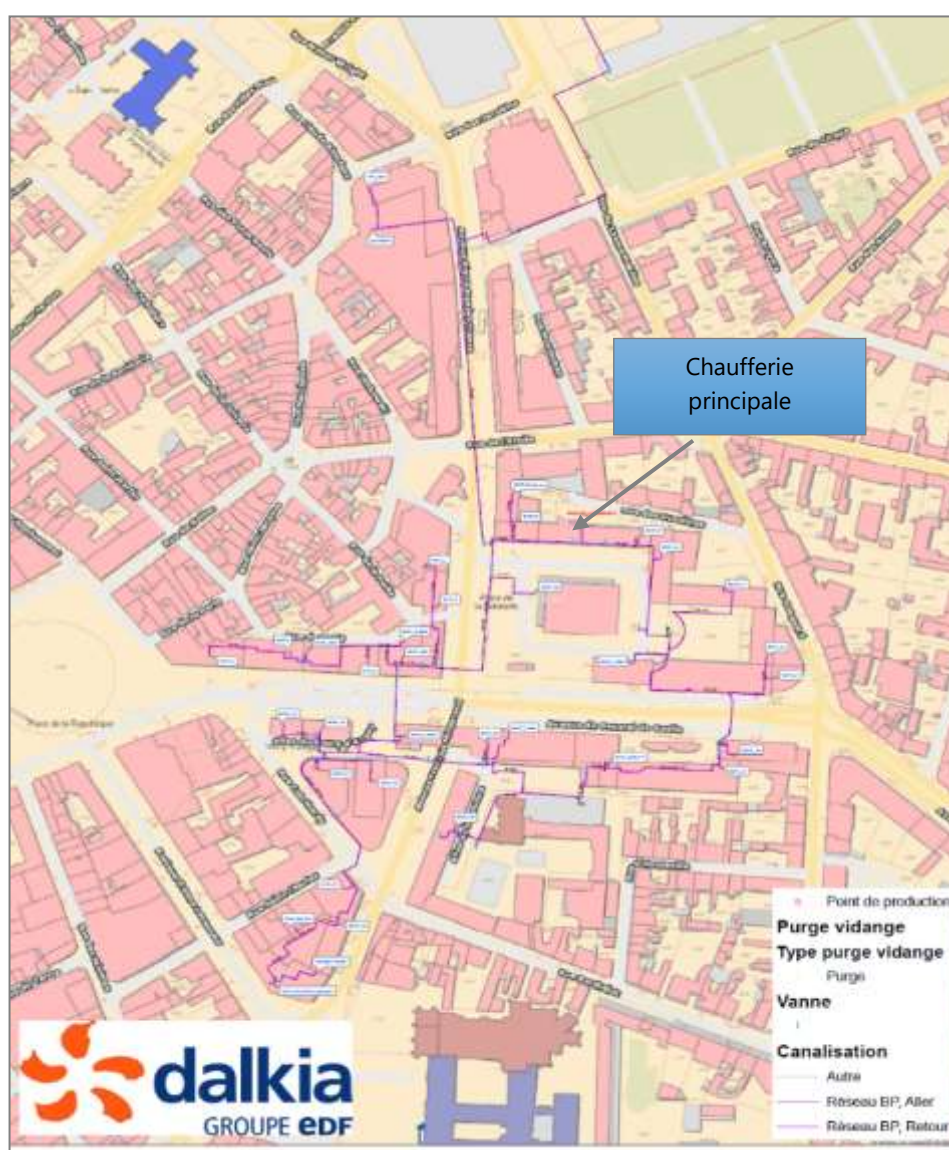


Figure 21 – Tracé du réseau Percée Centrale

Profil des abonnés

Ce réseau historique dessert 40 sous-stations de logements, commerces et bureaux pour une puissance totale de 12 420 kW souscrits (puissances chauffage + ECS). En 2017-2018, la livraison de chaleur est de **12 680 MWh** dont 16% pour l'eau chaude sanitaire (30 abonnés).

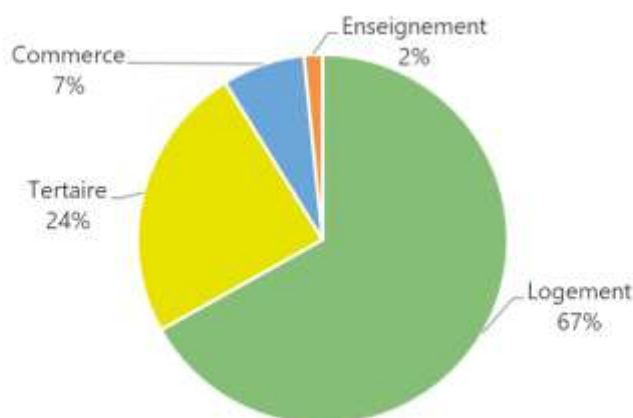


Figure 22 – Répartition de la puissance souscrite par type d'abonné pour le réseau Percée Centrale

Production de chaleur

Le réseau Percée Centrale est alimenté depuis la **chaufferie centrale rue des Ursulines**.

La chaufferie héberge **3 chaudières gaz naturel** datant de 2011 dont 1 chaudière mixte gaz/fioul de respectivement 1340 kW, 4200 kW et 6960 kW soit une capacité de production de 12,5 MWth.

Une **cogénération** C13 de 2000 kWé / 2300 kW thermique est en fonctionnement, la **fin de contrat arrivera le 31/10/2023**.

La production de chaleur sortie chaufferie est de **14 450 MWh** sur la saison de chauffe 2017-2018.

Ce réseau n'utilise aucune ENR&R pour la production de chaleur.

Réseau de distribution

Le réseau de distribution chemine sur 2,3 km, il est réalisé en caniveau, en enterré, en vide sanitaire et caves. Ce réseau de distribution est composé d'un réseau de chauffage (2 tubes) desservant tous les abonnés et d'un réseau d'eau chaude sanitaire en parallèle (sur environ 1,6 km). Les **pertes thermiques** sont évaluées à **12%** sur la période 2017-2018.

La densité thermique rapporté au linéaire de réseau chauffage + ECS (soit 3,9 km estimé) est de **3,25 MWh/ml**.

Mode de gestion

Le réseau de chaleur appartient à l'Union des Syndicats de la Chaufferie de la Percée Centrale (USCPC). La gestion des contrats liés à l'exploitation du réseau est confiée au cabinet CITYA HOREAU-COUFFON et le contrat d'exploitation a été confié à la société Dalkia. La cogénération est exploitée par DALKIA avec COGESTAR.

Prix de chaleur et tarification

Le prix de chaleur pour chaque abonné est calculé sur la base de :

- Composantes variables :
 - Relative à la consommation de chaleur pour le chauffage en MWh (P1 chauffage)
 - Relative à la consommation d'eau chaude sanitaire en m3 (E1 ECS)
 - Relative à la consommation d'eau froide sanitaire en m3 (E1' EF)
- Composantes fixes :
 - Relative à la puissance souscrite en chauffage en MWh (P2 et P3 chauffage)
 - Relative à la puissance souscrite en ECS (E2 et E3 ECS)

	P1 chauffage	E1 ECS	E1' EF	P2 chauffage	E2 ECS	P3 chauffage	E3 ECS
	€ HT/ MWh u	€ HT/ m3	€ HT/ m3	€ HT/kW forfait	€ HT/kW forfait	€ HT/kW forfait	€ HT/kW forfait
2015/2016	46,438	6,661	3,61	19,634	29,166	3,465	3,741
2016/2017	45,074	6,367	3,287	20,007	29,675	3,497	3,766
2017/2018	45,057	6,393	3,312	20,306	30,139	3,544	3,819

Tableau 17 – composante du prix de chaleur du réseau Percée Centrale

Nota : 3 abonnés disposent d'un prix de chauffage forfaitaire (sur la base du kW et non de la consommation)

Le prix moyen de la chaleur, rapporté à la **chaleur totale livrée** (chauffage et ECS) est estimé pour la période 2017-2018 à **99,4 € TTC/MWh** (85,9 € HT/MWh – inclus TICGN à 8,45 € HT/MWh).

⇒ Rapporté à la chaleur sortie chaufferie ce coût est estimé à **75 € HT/MWh soit 87,2 € TTC/MWh**.

3.2 Réseau de chaleur de Coulaines-Bellevue

Le réseau de chaleur Coulaines-Bellevue est situé au Nord Est du Mans, à cheval entre les communes de Coulaines et du Mans (quartier Bellevue). Il dessert les bâtiments de 3 bailleurs sociaux : Mancelle d'Habitation (MH), Le Mans Métropole Habitat (LMMH) et Sarthe Habitat (SH). Le réseau fonctionne aujourd'hui uniquement en période de chauffage. En dehors de cette période chaque bâtiment dispose de sa propre production de chaleur.

Le tracé du réseau est le suivant :

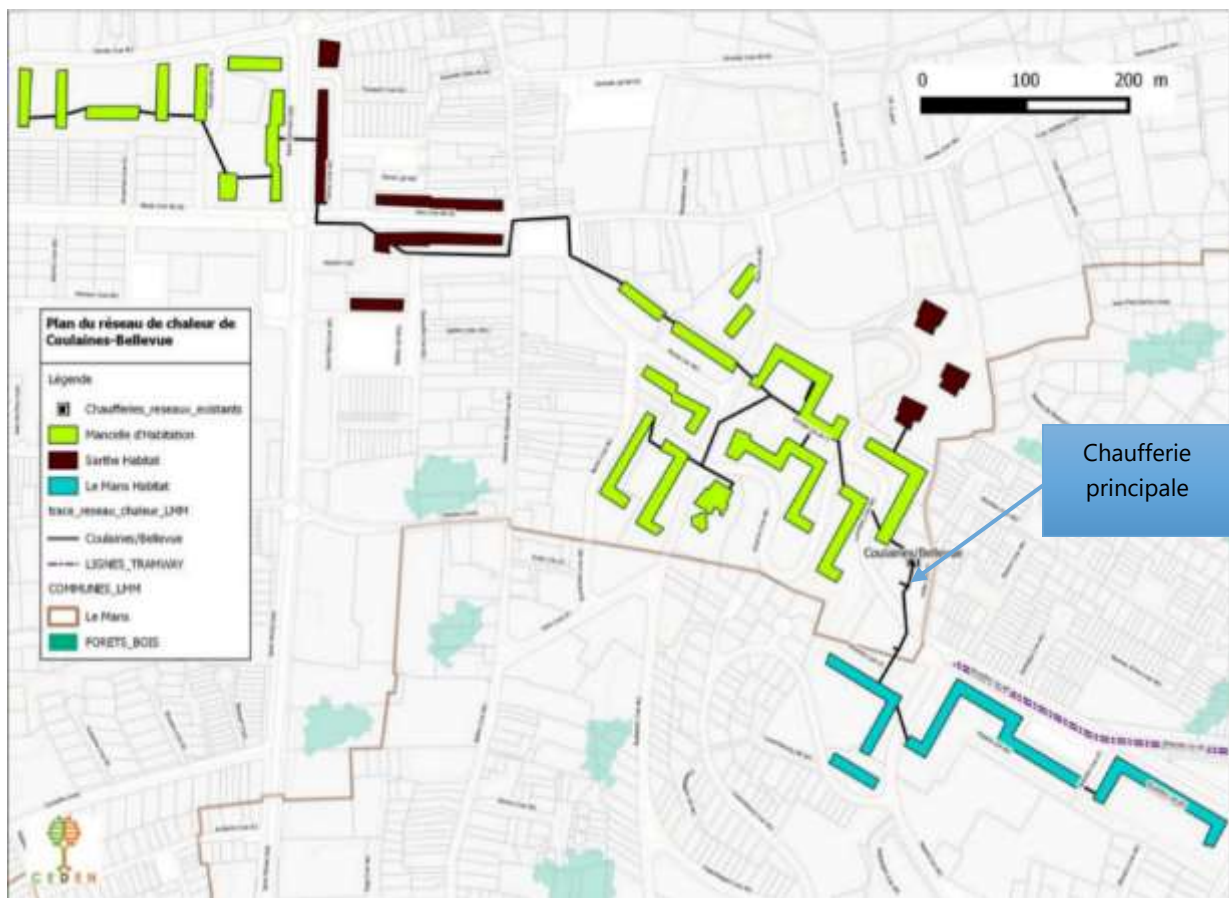


Figure 23 – Plan du réseau Coulaines-Bellevue

Profil des abonnés

Ce réseau dessert 1660 logements répartis en 18 sous-stations, représentant une consommation de chaleur d'environ 10 GWh et une puissance installée de l'ordre de 10 MW. Les bâtiments raccordés appartiennent aux bailleurs.

	Nbr de SST	Nbr logement	Nbr commerce	Surface chauffée (m²)
Mancelle d'Habitation	11	928	15	68 095
Le Mans Métropole Habitat	3	274	6	19 800
Sarthe Habitat	4	459	12	32 301
Total	18	1661	33	120 196

Tableau 18– Typologie et nombre de sous-station du réseau Coulaines-Bellevue

Livraison de chaleur

Le réseau de chaleur fonctionne en période de chauffage d'octobre à mai.

La livraison de chaleur aux 18 sous-stations est en baisse ces 3 dernières années (-13% entre la saison 2016-2017 et la saison 2018-2019), malgré des DJU légèrement plus importants en 2018-2019. Cela s'explique par les réhabilitations effectuées par les différents bailleurs ces dernières années.



Figure 24 – Livraison de chaleur du réseau Coulaines-Bellevue

A noter que la livraison de chaleur ne concerne pas tous les usages de chaleur, la production d'eau chaude sanitaire est réalisée par ailleurs. Les consommations de chaleur hors réseau sont les suivantes.

	Chaleur TOTAL MWh u	Chaleur RC MWh u	Chaleur hors RC MWh u
Mancelle d'Habitation	11 429	5 838	5 591
Le Mans Métropole Habitat	2 555	2 304	251
Sarthe Habitat	3 530	2 405	1125
Total	17 514	10 547	6 967

Tableau 19– Consommation de chaleur par le réseau Coulaines-Bellevue et hors réseau

Production de chaleur

La production de chaleur du réseau est assurée depuis une chaufferie centrale rue de Londres. Cette chaufferie occupe les parcelles 0171 et 0173 sur une surface totale de 1430 m².

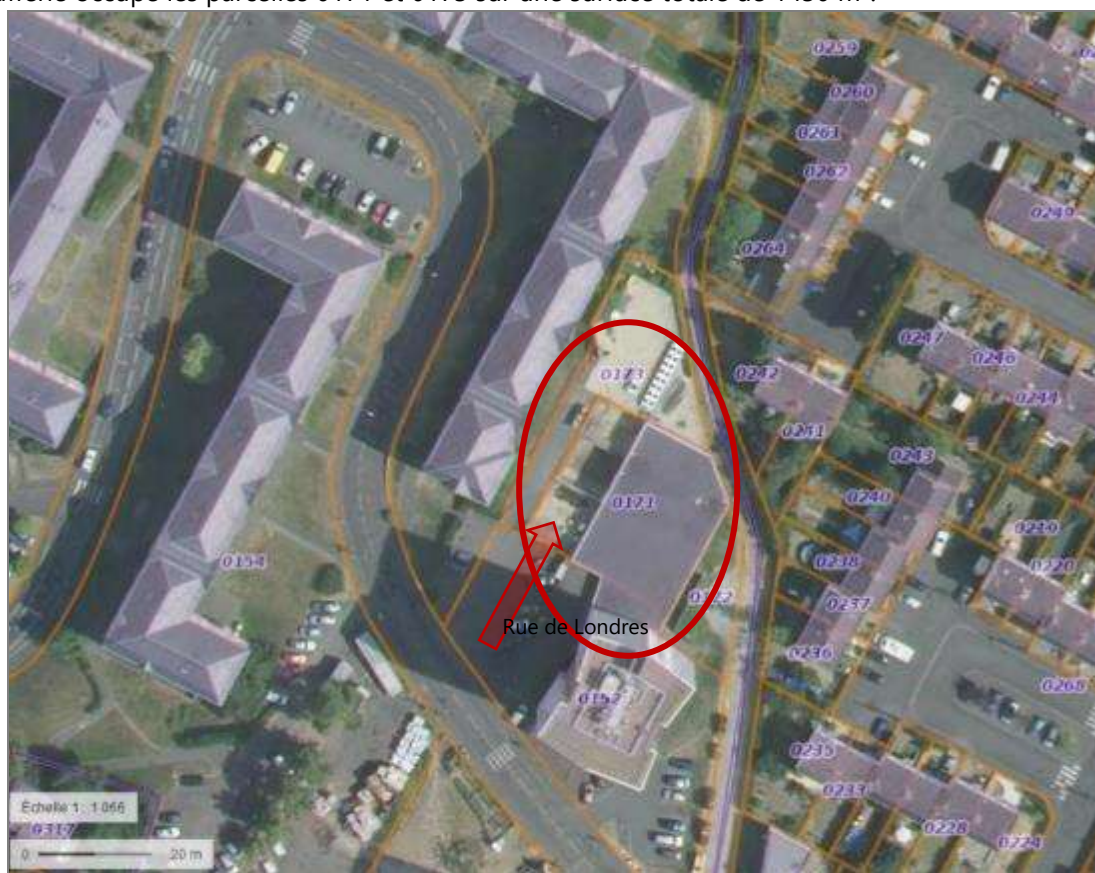


Figure 25 – Vue aérienne de la chaufferie du réseau Coulaines-Bellevue

La production de chaleur du réseau est réalisée d'octobre à fin avril au moyen de :

- 3 chaudières gaz de 4,5 MW datant de 2017, 2020 et 2007 - brûleurs 2014
- 1 cogénération de 2 MWth / 2,6 MWelec de 2015/2016

	2016-2017	2017-2018	2018-2019
Chaleur produite gaz	4 087 MWh	3 666 MWh	3 306 MWh
Chaleur valorisée sur la cogénération	8 758 MWh	8 161 MWh	7 926 MWh
Chaleur sortie chaufferie	12 845 MWh	11 827 MWh	11 232 MWh

Tableau 20– Production de chaleur du réseau Coulaines-Bellevue

Le rendement de production des chaudières gaz (rendement sur PCI) est passé de 92% sur la saison de chauffe 2016-2017 à 87% en 2018-2019. Le rendement de 92% est conforme à ce qui peut être attendu de tels équipements, en revanche cette baisse de rendement est à expliquer par l'exploitant.

Le rendement chaleur (sur PCI) de la cogénération est de 38% en 2016-2017 à 35% pour la dernière année, ce qui est satisfaisant pour ce type d'équipement. Néanmoins la baisse de rendement est à justifier par l'exploitant.

En 2020 du **biogaz** a été consommé. Ce contrat n'a pas été reconduit en 2021 du fait de la suppression de l'exonération de TICGN.

Ce réseau n'utilise actuellement aucune ENR&R pour la production de chaleur.

En outre, Il est important de noter que la **fourniture de chaleur par le réseau ne concerne qu'une partie de la demande en chaleur des bâtiments**. Le tableau suivant indique les modes de production pour les différents besoins selon les consommateurs.

	Chauffage	ECS
Mancelle d'Habitation	Réseau Chaleur	Gaz naturel sur toute l'année
Le Mans Métropole Habitat	Réseau Chaleur	RC en période de chauffe, collectif par chaudière électrique en été
Sarthe Habitat	Réseau Chaleur	Gaz naturel sur toute l'année sauf SST 156-1156 Moscou (RC en hiver)

Tableau 21– Moyen de production selon les usages

Réseau de distribution

Le réseau de chaleur date des années 1960's, il chemine en enterré, en vide sanitaire et en caniveau sur une longueur de 2250 ml (A/R). Environ 400 ml de réseau ont été remplacé en 2007 puis quelques morceaux chaque année. L'exploitant actuel a pour mission de remplacer 100 ml/an de réseau A/R, sa durée de contrat étant de 13 ans (2014-2027) la moitié du réseau devrait être remplacée d'ici la fin du contrat.

Le réseau est compact et bien isolé :

- **La densité type est de 4,9 MWh/ml.**
- **Les pertes sont inférieures à 10%**

A noter que le réseau a été initialement dimensionné pour fournir les besoins ECS et chauffage des bâtiments. C'est dans les années 1980 que la production ECS a été individualisé au niveau de chaque bâtiment.

Mode de gestion

Les liens juridiques entre les entités sont les suivantes :

- Terrain de la chaufferie : propriété de Mancelle d'Habitation, qui met à disposition des copropriétaires de la chaufferie le terrain avec un bail emphytéotique administratif de 99 ans.
- Chaufferie et réseau de distribution primaire : propriété du groupement MH, LMMH, SH réunis en convention d'indivision avec une clé de répartition relatives aux surfaces desservies :
 - o Mancelle d'Habitation : 57,471%
 - o Le Mans Métropole Habitat : 18,478%
 - o Sarthe Habitat : 24,051%

Mancelle d'Habitation est majoritaire, elle est le mandataire du groupement.

Un contrat d'exploitation a été confié à l'entreprise IDEX pour une durée de 13 ans (2014-2027), le contrat s'achèvera le 30 septembre 2027. Ce contrat comprend :

- Fourniture de chaleur via un marché de type Comptage (R1)
- Maintenance (R2.2), Garantie totale (R2.3) et remplacement de matériel (R2.4)

Facturation et prix de chaleur

La fourniture de chaleur est facturée par IDEX de la façon suivante :

- Un **terme R1** variable en €/MWh gaz, variable mensuellement. Le gaz est acheté par le groupement en tarif négocié USH, prix fixe pour 2 ans.
- Un **terme R2** fixe réparti ensuite entre les 3 bailleurs selon la clé de répartition précisée ci-avant (% relatif aux surfaces),
- Les taxes TICGN et CTA imputées sur le R2 et facturée par trimestre.

L'évolution du prix du R1 sur les dernières années est le suivant (TICGN incluse) :

Année	2015	2016	2017	2018	2019
€TTC/MWh	39,72 €	31,33 €	40,00 €	50,40 €	42,50 €

Tableau 22– Evolution du tarif R1 du réseau Coulaines-Bellevue

Pour l'année 2019 les montants TTC de la partie R2 sont les suivants :

R22	93 567 €
R23	51 826 €
R24	31 801 €
Prime fixe + CTA	178 191 €
TOTAL terme R2	355 386 €

Tableau 23– Montant du R2 en 2019 du réseau Coulaines-Bellevue

Pour l'année 2019, le prix moyen de la chaleur réseau est de **84,7 € TTC/MWh**, soit en moyenne **461 € TTC/an.logement** (prix en sous-station).

⇒ **Le contrat d'obligation d'achat de l'électricité produite par la cogénération se termine en 2027. Le prix de l'énergie évoluera donc à l'échéance de ce contrat.**

⇒ **Ce prix de chaleur ne concerne que le chauffage.**

Nota : les prix de référence de la chaleur issue du réseau de chaleur et des producteurs complémentaire ont été établis pour chaque bailleur, ils sont présentés dans les fiches fournies en Annexe.

3.3 Réseau de chaleur technique du Centre Hospitalier

Le Centre Hospitalier du Mans (CHM) est équipé d'un réseau de chaleur technique desservant les différents bâtiments représentant environ 180 000 m². La chaufferie et le réseau de chaleur sont exploités par Dalkia.

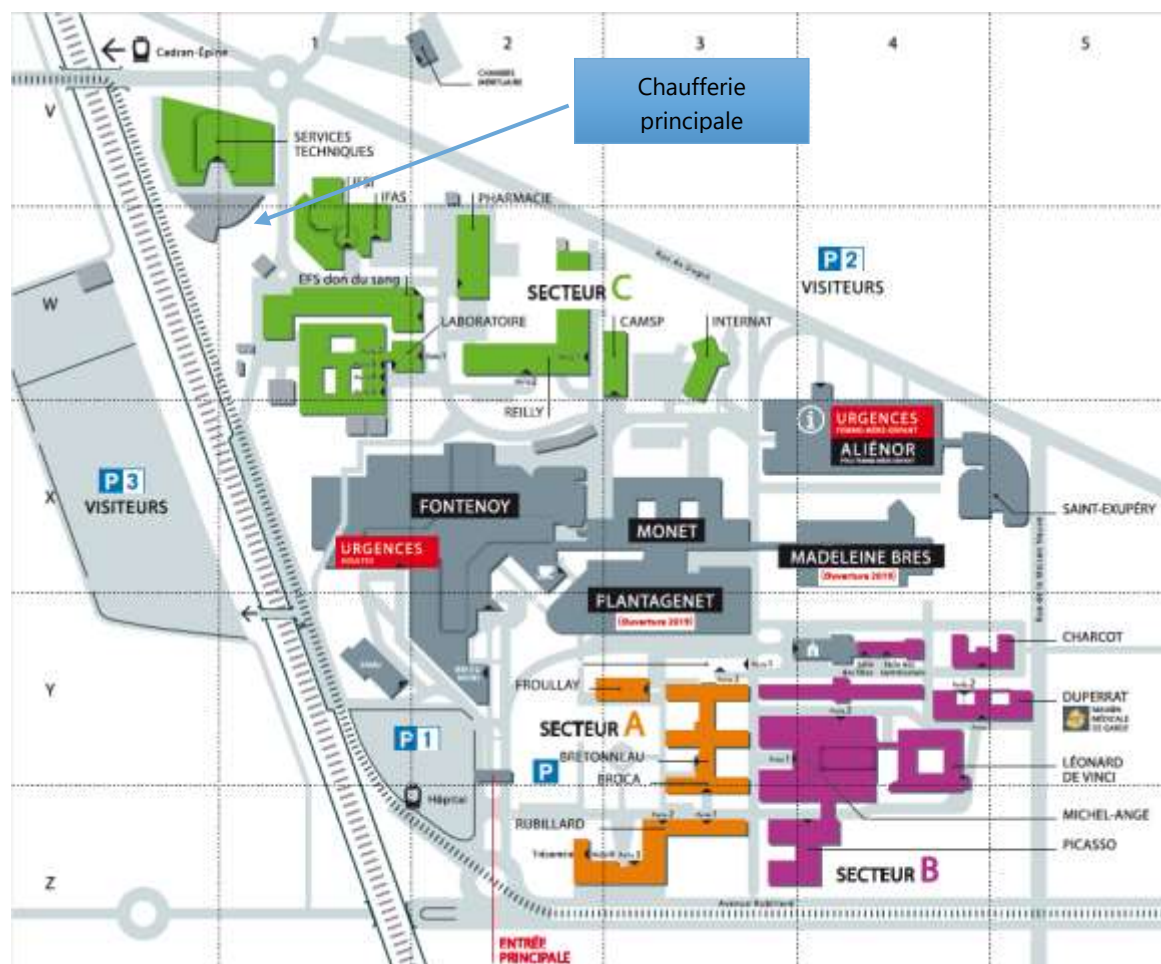


Figure 26 – Plan du CHM

Livraison de chaleur

La livraison de chaleur en sortie de chaufferie, pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire et la vapeur est de l'ordre de 22 GWh/an dont 19,5 GWh/an pour la part eau chaude (chauffage, ECS, pertes réseaux). Le tableau et la figure suivants présentent l'évolution des consommations sur les 3 dernières années.

	DJU	Conso. Chaleur (dont ECS, hors vapeur) MWhu	Conso ECS m3	Conso vapeur Tonnes
2017	2198	20 138	27 731	3 739

2018	2119	19 473	25 367	3 846
2019	2140	18 931	24 369	3 584

Tableau 24– Livraison de chaleur, ECS, vapeur du CHM de 2017 à 2019 (source : CHM)

A noter que la production de vapeur est utilisée uniquement pour le process et non le chauffage.

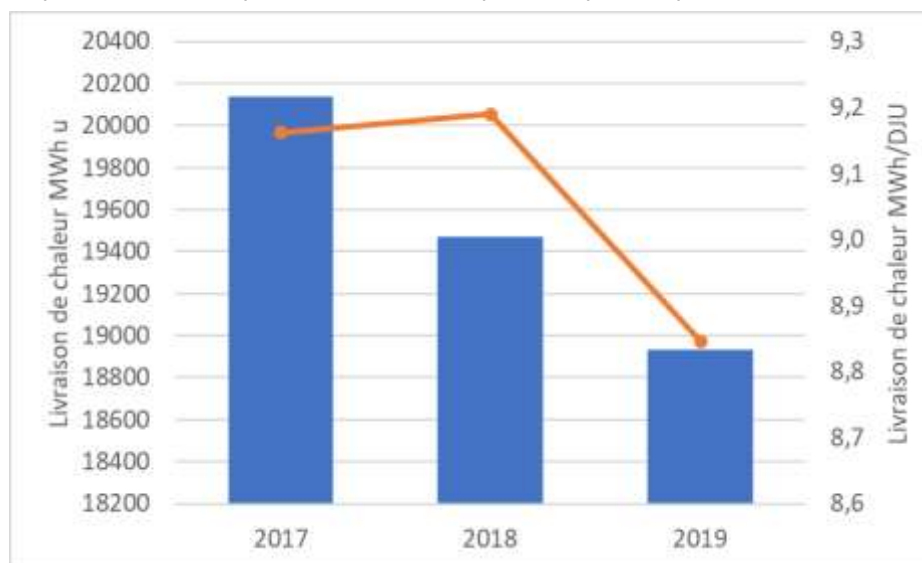


Figure 27 – Livraison de chaleur (chauffage et ECS) de 2017 à 2019 au CHM

⇒ La livraison de chaleur à usage chauffage et ECS, pour un DJU type de 2100 est de 19 931 MWh.

Production de chaleur

La chaufferie centrale est équipée de :

- 2 chaudières mixtes Gaz (et Fioul Domestique en secours) de respectivement 9 et 4,5 MW. Elles datent de 1983 avec des brûleurs de 2012,
- 1 groupe cogénération avec 2 moteurs de 2,5 MWth (tandem moteurs) soit 3,96 MWth au total,
- 2 chaudières vapeur de 1,5 Tonne vapeur (environ 1 MW) datant de 2012 pour les process vapeur de ventilation ou machine (ne participe pas à la production de chaleur alimentant le réseau eau chaude du CHM).

⇒ La puissance totale disponible au CHM, hors cogénération et hors vapeur, est de 13,5 MW.

À noter que le besoin de vapeur est en diminution ; le CHM précise qu'une étude est en cours supprimer les chaudières vapeur. Le cas échéant, elles seront remplacées par une production électrique de vapeur. Ceci n'impact pas la production de chaleur pour le chauffage et l'ECS.

Réseau de distribution

Le réseau fait environ 2,6 km (DN250 sur le départ, DN100 au niveau des sous-stations) et fonctionne en régime de température variable (courbe de température) entre 75°C en été (pour l'ECS) jusqu'à 100°C en hiver, les retours sont à 60-65°C.

⇒ La densité énergétique 7,3 MWh/ml de ce réseau est très supérieur au seuil de 1,5 MWh/ml définit par l'ADEME pour qu'un réseau soit éligible aux aides.

Ce réseau dessert 26 sous-stations dont 22 avec Eau Chaude Sanitaire (ECS). Elles ont été rénovées en 2016 (passage de bouteilles de mélange à des échangeurs à plaques).

Mode de gestion

Le réseau, le primaire des sous-stations et les moyens de production sont exploités par Dalkia avec un contrat de type P1/P2/P3 avec intéressement (mesure de chaleur sortie chaufferie – contrat type MCI) qui s'achèvera le **30/06/2024**. Ce contrat comporte la fourniture de :

- Eau chaude pour le chauffage et eau chaude sanitaire
- Vapeur
- Eau froide adoucie.

Les comptages et la facturation sont établis distinctement pour chaque poste.

La cogénération appartient à Cogestar (filiale de Dalkia) et le bâtiment qui l'accueille au CHM. Elle fait l'objet d'un contrat **C13 Cogestar depuis 2012 qui s'achève le 31/10/2024**. Une clause de revoyure 18 mois avant la fin du contrat est intégrée à celui-ci pour décider de l'avenir de l'équipement de cogénération. Par défaut c'est le démantèlement qui est prévu.

Le CHM dispose par ailleurs d'un contrat d'entretien pièces et main d'œuvre pour les équipements du secondaire (CTA, ECS, froid, etc...) dont Dalkia est aussi titulaire.

Facturation et prix de chaleur

Sur la saison de chauffe 2018-2019, le prix de chaleur sortie chaufferie (hors remise commerciale, incluant P1, et l'ensemble des dépenses P2 et P3) pour l'eau chaude est de 45,5 € HT/MWh soit **54,4 TTC/MWh**.

La facture annuelle évolue peu entre les deux saisons 2017-2018 et 2018-2019 (+2%) tandis que les consommations diminuent (-6%) du fait d'une moindre rigueur climatique.

Une remise commerciale est versée par Dalkia au CHM du fait de son engagement sur un prix d'achat fixe de gaz. Appliquée intégralement sur le prix de chaleur moyen eau chaude, cette remise commerciale permet de diminuer le prix de 5 à 7% sur les dernières saisons de chauffe (non comptabilisé dans le prix ci-dessus).

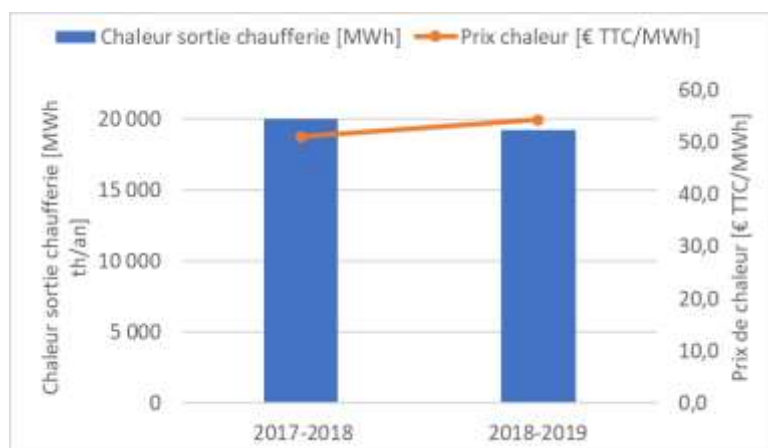


Figure 28 – Fourniture de chaleur et prix de chaleur (source : factures DALKIA – CHM)

3.4 Réseau de chaleur technique de l'Université

Situation

L'Université du Mans est équipée de plusieurs chaufferies dont une chaufferie principale alimentant un réseau de chaleur technique qui dessert 45 bâtiments, représentant une surface de l'ordre de 100 000 m².

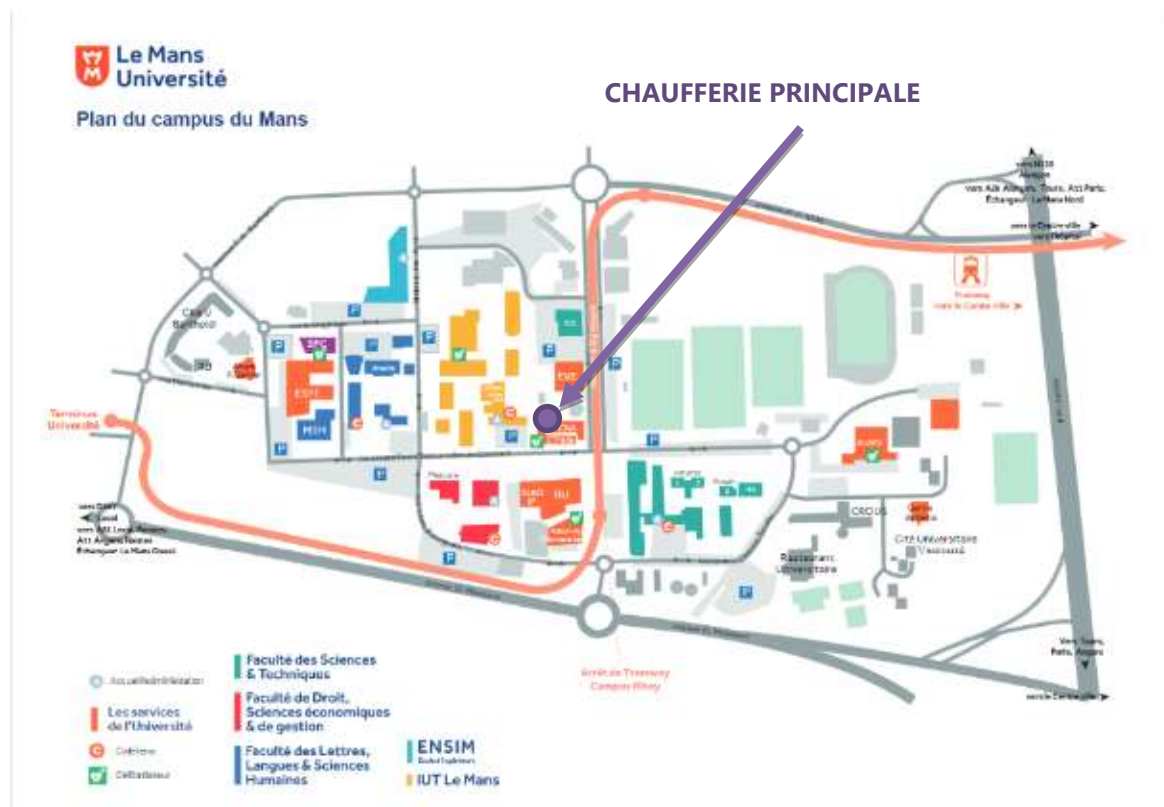


Figure 29– Plan masse de l'Université Le Mans

Livraison de chaleur

Les livraisons de chaleur mesurées en sous-station sur 3 périodes de chauffe sont présentées dans le tableau suivant.

Le réseau fonctionne de début octobre à début avril.

	DJU	Livraison Chaleur SST MWhu	Conso gaz m3	Production par la cogénération MWh u
2016-2017	1828	8 742	180 537	6 523
2017-2018	1811	7 127	60 389	nc
2018-2019	1649	7 098	46 711	6 902

Tableau 25– Consommation de chaleur de l'université de 2016 à 2019 (source : Université)

Nota : sur les saisons suivantes, l'Université indique des consommations de chaleur (sortie chaufferie) de 1727 MWh sur 2019-2020 et 1979 MWh sur 2020-2021. Les consommations rapportées aux DJU sont légèrement inférieure aux années précédentes. Ceci peut s'expliquer du fait d'une moindre fréquentation de l'Université dû à la crise sanitaire COVID-19. Les chiffres 2020 et 2021 ne sont pas retenus dans la suite de l'étude car considérés comme non significatifs.

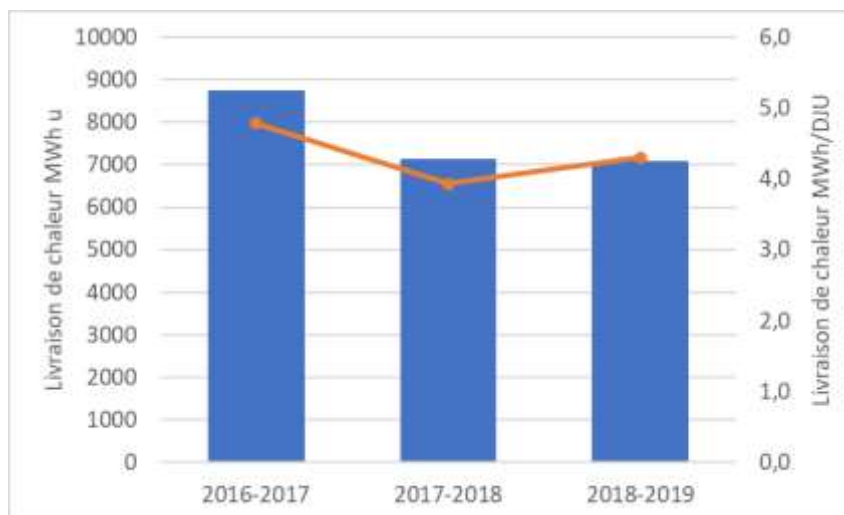


Figure 30– Demande de chaleur Le Mans Université en sous-station

La consommation de chaleur de référence, pour des DJU-types de 1784, en sous-station, est de 7744 MWh u. Les pertes réseaux ne sont pas connues, elles seront prises pour hypothèse égales à 10% correspondant à un réseau bien isolé. Les besoins de chaleur sortie chaufferie sont ainsi calculés.

⇒ **La consommation de chaleur de référence de l'Université est estimée à 8 604 MWh u (sortie chaufferie).**

Production de chaleur

La production de chaleur du réseau est réalisée depuis la chaufferie centrale, au moyen de :

- 1 cogénération gaz CATERPILLAR 3520C 1500 RPM avec moteur à combustion gaz et alternateur asynchrone de puissance thermique 2037 kWth et de puissance électrique 1900 kWe et équipé d'un échangeur sur les fumées (prioritaire),
- 1 chaudière principale gaz naturel de 2100 kW de 2016,
- 2 anciennes chaudières de 900 kW dont un brûleur initial et un brûleur remplacé en 2018 (l'ensemble a été remplacé en 2021).

La cogénération fonctionne en MDSE (dispatch) depuis 2019, le contrat C13 souscrit se termine le 31/03/2025.

Le site de l'Université (hors CROUS) est équipé par ailleurs de 3 autres chaufferies secondaires :

- Chaufferie de l'amphithéâtre Robert Garnier (2 chaudières, remplacées en 2021). Ce site sera raccordé au réseau de chaleur dans le cadre des travaux réalisés avec le Plan de Relance 2021.
- Chaufferie de la halle de sport P. Gaudin et l'annexe SUAPS (1 chaudière remplacée en 2021)
- Chaufferie de la nouvelle halle des sports (chaudière murale)

Une GTC est prévue sur l'ensemble du site de l'Université, en développement en 2021.

Le réseau est réalisé en enterré, en caniveau, en sous-sol et vide sanitaire et en bâtiment sur environ 3,4 km ; il dessert 25 sous-stations.



Figure 31– Tracé du réseau de chaleur de l'Université

Le réseau est exploité en saison de chauffe (de mi-octobre à fin avril) et arrêté en période estivale.

⇒ La densité énergétique du réseau est de 2,3 MWh/ml ce qui n'est pas très élevé mais correct au regard de l'étendu du campus et de l'utilisation saisonnière.

Mode de gestion

La cogénération est exploitée par ENERIA pour le compte de l'Université en direct.

Les chaufferies sont exploitées par ENGIE, avec un contrat maintenance P2/P3 sans intéressement qui se termine au 31/12/2021.

Le nouveau contrat sera réalisé sous forme d'une concession de service avec objectifs de performance (objectif de minimum de -10% sur les consommations de chaleur, trajectoire pour les émissions de CO₂), pour 8 ans à compter du 01/01/2022. La possibilité d'un raccordement à un futur éventuel réseau de chaleur métropolitain est inscrite dans le contrat sous forme d'une clause de revoyure.

Facturation et prix de chaleur

L'Université dispose d'un contrat d'achat gaz auprès d'une centrale d'achat et d'un contrat de vente de l'électricité produite par la cogénération. La chaleur est valorisée dans le réseau technique de l'Université (pas de vente de chaleur).

Chaufferie gaz :

Le prix moyen du gaz chaufferie (P1) est de 44,45 € TTC/MWH PCS sur le dernier trimestre 2019, soit 53,58 € TTC/MWh utile sortie chaufferie.

Les montants des contrats P2-P3 de la chaufferie gaz, pour les années 2018/2019 ne sont pas connus. Pour les années suivantes ils sont de **92 230 € TTC/an** pour l'ensemble chaufferie et réseau, hors cogénération, soit une moyenne de 13 € TTC/MWh.

Par ailleurs, l'université prévoit de remplacer en 2021/2022 les unités de production, grâce à des aides à l'investissement du Plan de Relance (pas de P4).

Cogénération :

Les recettes liées à la vente d'électricités à EDF OA, composées d'une prime fixe, de la rémunération liée à la consommation de gaz et de la part proportionnelle liée à la production électrique, se montent à **929 k€** sur la période de chauffe 2018/2019, pour une production chaleur de **6902 MWh** et une production électrique de **6738 MWh**.

Les dépenses de gaz cogénération se montent à **859 k€ TTC sur 1 an** (oct. 2018 à sept. 2019), représentant un coût de 124,4 € TTC/MWh.

Les montants P2 – P3 et l'amortissement des exercices 2018/2019 ne sont pas connus. En 2019/2020 et 2020/2021 les dépenses de P2/P3 de la cogénération sont de **50 k€ TTC/an**. La production de chaleur associée est nulle (mode dispatchable).

Le régime actuel de la cogénération est le mode dispatchable, c'est-à-dire qu'elle est arrêtée et peut fonctionner sur appel d'EDF OA. **A ce titre, elle ne contribue plus à la production de chaleur du réseau.** En outre, le contrat prend fin en septembre 2025.

4. SYNTHÈSE DE L'AUDIT DES RESEAUX DE CHALEUR SUR LA METROPOLE

4.1 Synthèse technique

Le tableau ci-dessous présente les chiffres clés 2019 des réseaux sur le territoire de la Métropole.

	Syner'gie	Percée Centrale	Coulaines-Bellevue	CHM	Université
Maître d'Ouvrage	LMM	Union syndicale de la Percée centrale	Mancelle d'Habitation / LMMH / SH	CHM	Université
Energie livrée (MWh) (4)	127 762 (1)	12 680	10 547	19 931 (2)	7 744
Eq. Logement (5)	14 355	1 425	1 274	2 139	870
Puissance thermique en chaufferie (MWth)	113,5	14,8	15,5	18,5	5,8
Dont cogé. (MWth)	18,1	2,3	2	5	2
Puissance (hors cogé.) (MWth)	95,4	12,5	13,5	13,5	3,8
Type de consommation	Chauffage et ECS	Chauffage et ECS	Chauffage	Chauffage et ECS	Chauffage
Type d'abonné	Divers	Logement, commerce, tertiaire	Logement	Santé	Enseignement
Mixité ENR	93%	0%	0%	0%	0%
Longueur réseau (km)	38,5	3,9 (3)	1,5	2,6	3,4
Nb de sous-station	157	40	18	26	29
Densité énergétique (MWh/ml)	3,3	3,25	7,5	7,5	2,3

Tableau 26– Synthèse énergétique des réseaux sur le Mans Métropole

(1) Valeur 2019

(2) Energie livrée sortie chaufferie pour 2100 DJU

(3) 2 réseaux chauffage sur 2,3 km et eau chaude sur 1,6 km

(4) L'énergie livrée (sauf Syner'gie) est calculée pour une consommation moyenne sur les 3 dernières années pour les DJU moyens suivants :

Université, Lycée et collège – 01/10 au 31/03 – DJU 1784

Logement, écoles, autre tertiaire – 01/10 au 30/04 – DJU 1984

Hôpital – 01/10 au 31/05 – DJU 2100

(5)Équivalents logements calculés sur la base de 8,9 MWh/éq logement.an [source : cdc LMM]

Le réseau de chaleur Syner'gie se détaille par son envergure et sa qualité environnementale.

- ⇒ **Il présente de bonnes conditions techniques pour assurer une continuité de service sécurisée.**
- ⇒ **L'enjeu technique principal de ce réseau concerne ses moyens de production en fonction du développement à envisager.**

Les autres réseaux de chaleur du territoire présentent des caractéristiques techniques propres à leurs tailles et leurs âges. Les **enjeux majeurs** de ces réseaux les concernant sont :

- ⇒ **La sécurité de fourniture malgré l'arrêt des cogénérations,**
- ⇒ **Le verdissement des modes de production de chaleur pour permettre à LMM de remplir ses objectifs environnementaux.**

4.2 Synthèse économique

Le tableau ci-dessous présente les derniers chiffres clés récupérés et analysés des réseaux sur le territoire de la Métropole.

	Syner'gie	Percée Centrale	Coulaines-Bellevue	CHM	Université
Périmètre de la fourniture chaleur	Chaleur	Chauffage, ECS toute l'année	Chauffage, ECS (partiel) du 01/10 au 30/04	Chauffage, ECS, process toute l'année	Chauffage entre le 01/10 et le 31/05
Vente de chaleur	R1/R2	R1/R2 (1)	R1 / R2 forfait	P1/ P2+P3	P1/ P2+P3
Part R1	48%	66%	55%	64% (P1)	85 % (P1)
Part R2	52%	34%	45%	35% (P2-P3)	15% (P2-P3)
Prix du MWh € HT	59,40	85,90	64,24	43,31 (2)	63,03 (3)
Prix du MWh € TTC	62,67	99,40	77,09	51,70 (2)	75,03 (3)
Saison	2019	2017-2018	2018-2019	2018-2019	2020-2021
Rigueur climatique (DJU)	2005	1977	1996	2023	1979

Tableau 27– Synthèse économique des réseaux sur le Mans Métropole

(1)Réseau Percée Centrale : le R1/R2 présente plusieurs composantes : chauffage (P1, P2, P3) et ECS (E1 pour l'eau chaude, E1' pour l'eau froide et E2, E3)

(2)Réseau du Centre Hospitalier : prix rapporté au MWh sortie chaufferie

(3) Réseau Université : prix 2020/2021 rapporté au MWh sortie chaufferie hors recette et dépenses P2/P3 de cogénération (données Université)

Les prix moyens de la chaleur, pour la période considérée pour chaque réseau (rigueur climatique) et pour les périmètres spécifiques à chaque réseau sont présentés dans le graphique suivant. Il est nécessaire de bien souligner que pour pouvoir réellement comparer ces prix entre eux il serait nécessaire de :

- Comptabiliser les dépenses de production ECS hors réseau des bâtiments raccordés au réseau de Coulaines-Bellevue ;
- Comptabiliser les pertes réseaux du Centre Hospitalier ;
- Valider par la mesure la valeur du q ecs utilisé pour Percée Centrale.
- Comptabiliser les pertes réseaux de l'Université et dissocier les recettes de la cogénération en mode dispatchable.

En outre tous les réseaux sont alimentés par des cogénérations ; les recettes inhérentes aux ventes d'électricité permettent de baisser ou limiter les prix de chaleur (ou augmenter la rentabilité pour les exploitants). A l'arrêt des différents contrats (C13) dans les années à venir, les prix de chaleur évolueront.

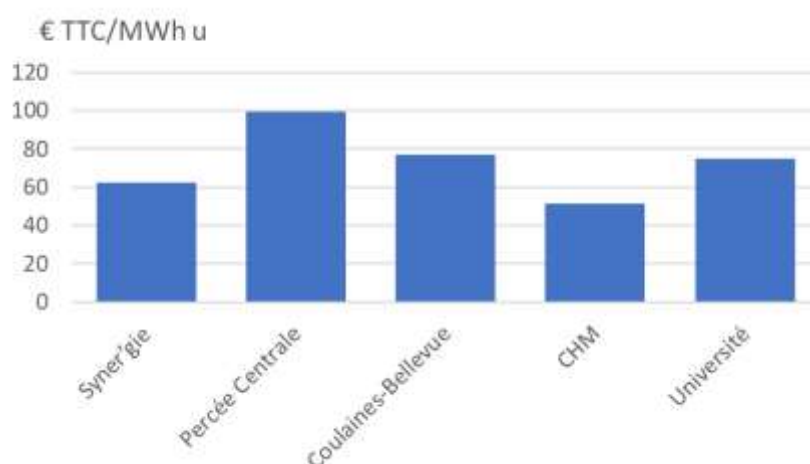


Figure 32– Graphique des prix moyens de la chaleur des réseaux sur le Mans Métropole

Le réseau de chaleur Syner'gie se détaille par un prix moyen de la chaleur attractif et un périmètre de fourniture de chaleur explicite.

- ⇒ **Le réseau de chaleur Syner'gie présente de bonnes conditions économiques pour assurer un prix de chaleur compétitif et sécurisé.**
- ⇒ **L'enjeu principal de ce réseau concernera son développement avec le maintien d'un prix de chaleur compétitif.**

Les autres réseaux de chaleur du territoire présentent des caractéristiques économiques propres à leurs statuts et les opportunités des contrats d'obligation d'achat des cogénérations.

- ⇒ **L'enjeu économique majeur de ces réseaux est le maintien ou l'amélioration de la compétitivité de leurs tarifs malgré les variations des énergies fossiles et l'arrêt de certains contrats d'obligation d'achat sur des cogénération.**

4.3 Synthèse contractuelle

Le tableau ci-dessous synthétise les principales caractéristiques des contrats mis en œuvre :

	Syner'gie	Percée Centrale	Coulaines-Bellevue	CHM	Université
Maître d'Ouvrage	LMM	Union syndicale de la Percée centrale	Mancelle d'Habitation / LMMH / SH	CHM	Université
Mode de gestion	DSP	Marché d'exploitation	Réseau privé en indivision Marché d'exploitation	Réseau privé Marché d'exploitation	Réseau privé Marché d'exploitation
Durée du contrat	24 ans	nc	13 ans	12 ans	1 an
Fin du contrat	01/10/2040	31/10/2023	30/09/2027	30/06/2024	30/09/2021
Fin du contrat cogé. C13	01/11/2024 pour Bords de l'Huisne 01/11/2025 pour Allonnes	31/10/2023	30/09/2027	30/06/2024	01/03/2025
Exploitant / Délégataire	Syner'gie (Dalkia)	Dalkia	Idex	Dalkia	Engie Solutions

Tableau 28– Synthèse énergétique des réseaux sur le Mans Métropole

⇒ **Le réseau de chaleur Syner'gie présente des conditions contractuelles sécurisées mais suffisamment souples pour permettre le développement du réseau.**

Les autres réseaux de chaleur du territoire présentent des caractéristiques contractuelles propres à leur taille et à leurs statuts.

⇒ **L'enjeu majeur les concernant est la simplification de leurs contraintes juridiques liées à leur autonomie. Ces réseaux doivent anticiper et imaginer leur avenir au regard des prochaines échéances.**

Les échéances contractuelles sur les réseaux concernés

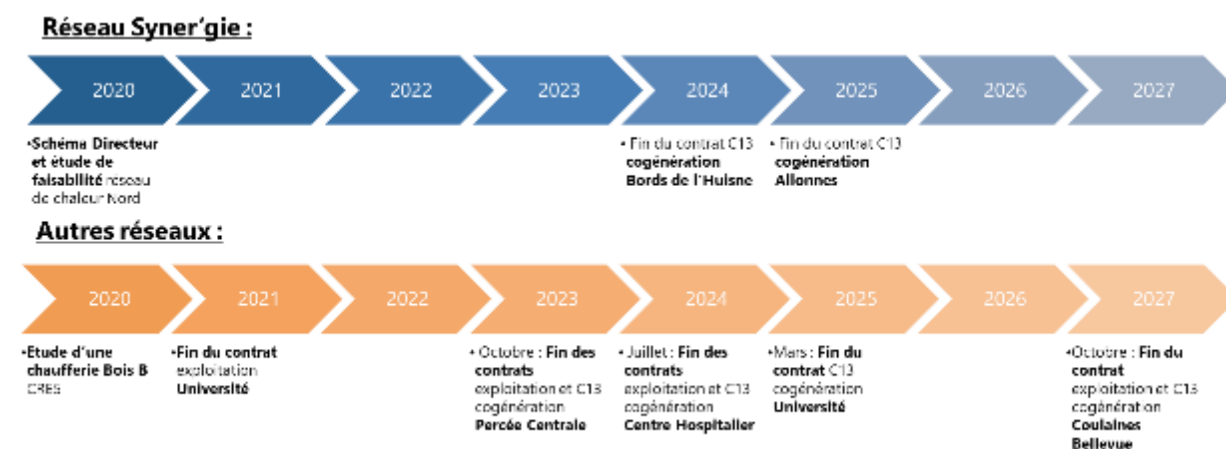


Figure 33– Agenda des grandes échéances sur les réseaux de la Métropole

L'analyse des contrats a permis de faire ressortir les conclusions suivantes :

- **2 échéances de contrats de cogénération d'ici à 2025** pour le réseau Syner'gie géré par Le Mans Métropole
- **4 échéances de contrats de cogénération d'ici à 2027** pour les 4 réseaux non gérés par Le Mans Métropole

C'est à partir de **2023** que les contrats d'obligation d'achat de l'électricité produite par les cogénérations arrivent à échéance. L'année 2021 est donc une **année charnière pour réaliser une réflexion globale sur la livraison de chaleur sur le territoire, notamment sur le Nord du Mans.**

5. LES SOURCES DE CHALEUR ENR&R

5.1 Contexte et attentes de Le Mans Métropole

Dans le cadre du présent schéma directeur des réseaux de chaleur, un état des lieux des sources de chaleur sur le territoire de Le Mans Métropole est réalisé dans le but de :

- **Maximiser la valorisation des ENR&R** existantes,
- **Intégrer les projets de production ENR&R** en cours de développement,
- **Sélectionner et dimensionner les nouvelles production ENR&R** nécessaires.

Le recours aux ENR&R s'intègre plus largement dans la stratégie Bas Carbone de la métropole qui vise à réduire de manière significative les émissions de gaz polluants ayant des impacts tant sur le réchauffement climatique que sur la qualité de l'air.

Le PCAET

Le Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET) du Pays du Mans, auquel appartient Le Mans Métropole, identifie spécifiquement le développement de filières énergétiques propres et renouvelables dans son plan d'action (Axe II). Les énergies identifiées dans le PCAET comme utiles aux usages de chaleur sont les suivantes :

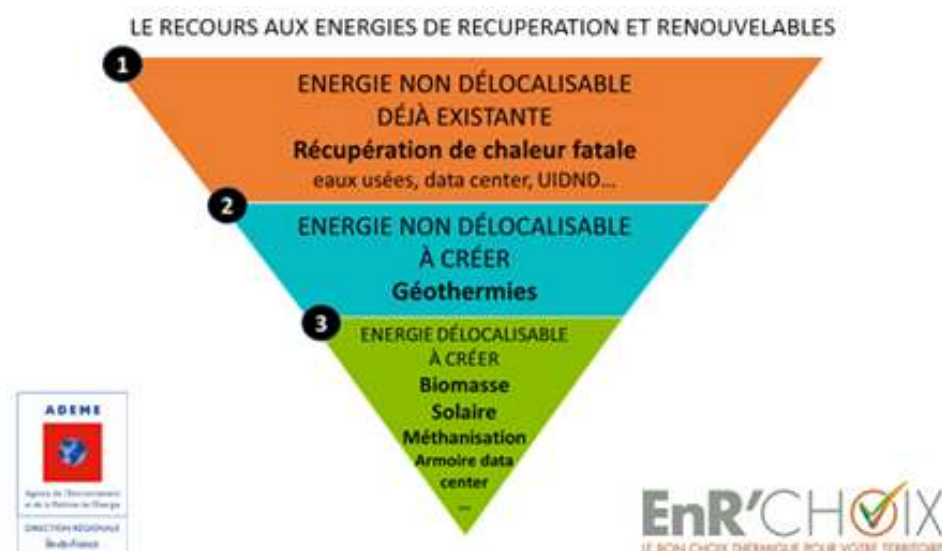
- Le recours au solaire thermique pour les entreprises, les particuliers et les collectivités,
- La production de biogaz par les unités de méthanisation,
- Le développement du bois énergie à l'échelle des réseaux de chaleur et de l'individuel.

Le PCAET identifie aussi la valorisation énergétique des déchets comme un des axes de son plan d'action (Axe VI).

L'ensemble de ces solutions seront investiguées dans la suite du rapport.

L'outil EnR'Choix de l'ADEME

Dans le cadre de sa politique d'accompagnement énergétique auprès des différents acteurs du territoire Métropolitain (collectivités territoriales, aménageurs publics ou privés), l'ADEME a développé un outil méthodologique et d'information afin de guider les décideurs dans leurs orientations énergétiques. Cet outil d'aide à la décision a été baptisé EnR'Choix.



La suite du rapport présentera l'état des lieux des sources EnR&R du territoire de Le Mans Métropole, en priorisant les ressources suivant le schéma ci-dessus, et en fonction des objectifs de Le Mans Métropole.

Le prix des énergies renouvelables – enquête ADEME

L'étude ADEME 2019 sur le prix des énergies renouvelables et évalue le coût LCOE (Levelized Cost of Energy – coûts d'investissement et d'exploitation actualisés rapportés à la production sur la durée de vie) des différentes sources ENR&R. Concernant les systèmes de production de chaleur pour les réseaux on retrouve, par ordre croissant de LCOE moyen :

- La récupération de chaleur sur UIOM (15 à 29 €/MWh)
- La géothermie profonde (15 à 55 €/MWh)
- La biomasse (51 à 74 €/MWh)
- Le solaire thermique (39 à 98 €/MWh)
- La géothermie en aquifère superficielle (94 à 140 €/MWh)

5.2 La chaleur fatale

5.2.1 Les sources de chaleur fatale

La chaleur fatale aussi appelée chaleur de récupération correspond à la chaleur générée lors du fonctionnement d'un procédé qui n'en constitue pas la finalité première, et qui n'est pas récupérée pour être utilisée dans ce procédé.

La chaleur fatale peut être issue :

- De **sites industriels** tel que les raffineries, l'agro-alimentaire, la métallurgie, l'industrie automobile, la production d'électricité...
- De **Stations d'Épuration des Eaux Usées (STEP)** et **réseaux d'assainissement**,
- D'**Usine d'Incinération des Ordures Ménagères (UIOM)**,
- De site équipé d'importants systèmes de climatisation et/ou de production de froid thermodynamique tel que les hôpitaux, les data centers, etc...

NOTA : la chaleur issue d'une cogénération n'est pas considérée comme une chaleur de récupération car son but premier est de produire simultanément de la chaleur et de l'électricité à partir de combustibles.

Les gisements de chaleur fatale (ressource pouvant être exploitée) par secteur d'activité est présenté dans le graphique suivant.

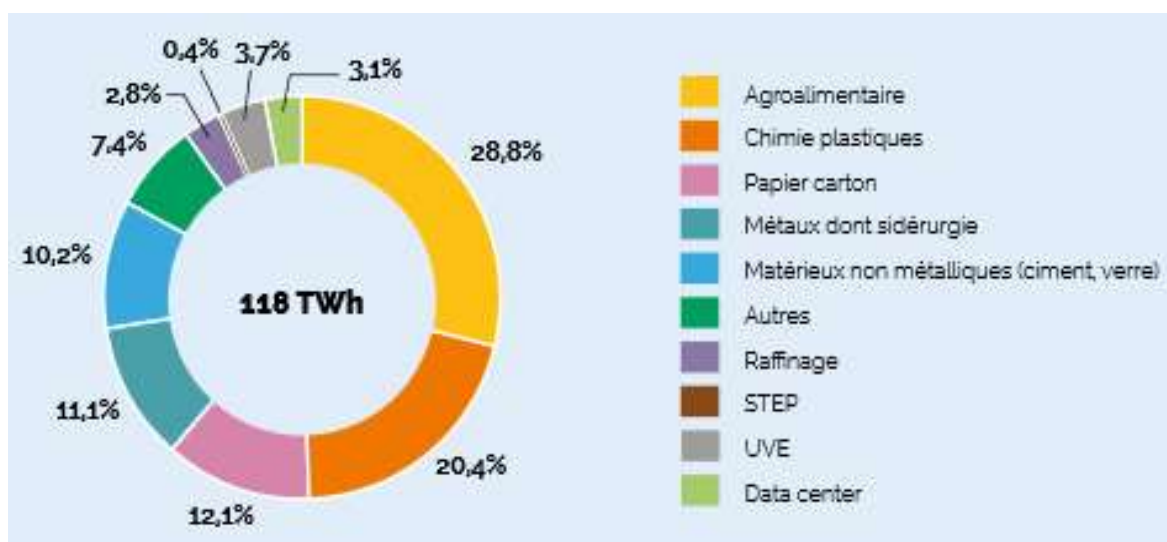


Figure 34 : Gisement de la chaleur fatale [Source : ADEME Faits et chiffres : la chaleur fatale 2017]

La chaleur fatale est caractérisée suivant 2 aspects : sa forme et sa température.

- Les différentes formes de chaleur fatale :

Les rejets de chaleur fatale peuvent être gazeux, liquides ou diffus. Le captage de ces rejets est plus ou moins facile : les rejets liquides sont les plus faciles à capter alors que les rejets diffus sont logiquement les plus difficiles à capter.

- Le niveau de température de la chaleur fatale :

La température de la chaleur fatale est une caractéristique essentielle de la stratégie de valorisation à mettre en œuvre. Dans la pratique, les niveaux de températures varient entre 20°C (eaux usées) et 500°C (gaz de combustion).

5.2.2 La valorisation de la chaleur fatale

La chaleur fatale peut être valorisée en chaleur et en production d'électricité.

Les niveaux de températures requis pour ces deux formes de valorisation sont différents :

- la température requise pour produire de l'électricité doit être supérieure à 150°C, afin de faire fonctionner un groupe turbo-alternateur ;
- la température requise pour alimenter un réseau de chaleur est inférieure, fonction du niveau de température de fonctionnement du réseau (entre 20 et 40°C pour les réseaux basse température – boucles tempérées, entre 55 et 130°C pour l'eau chaude).

Ces deux formes de valorisation sont complémentaires, la chaleur à température dégradée en sortie d'alternateur peut être utilisée dans un réseau.

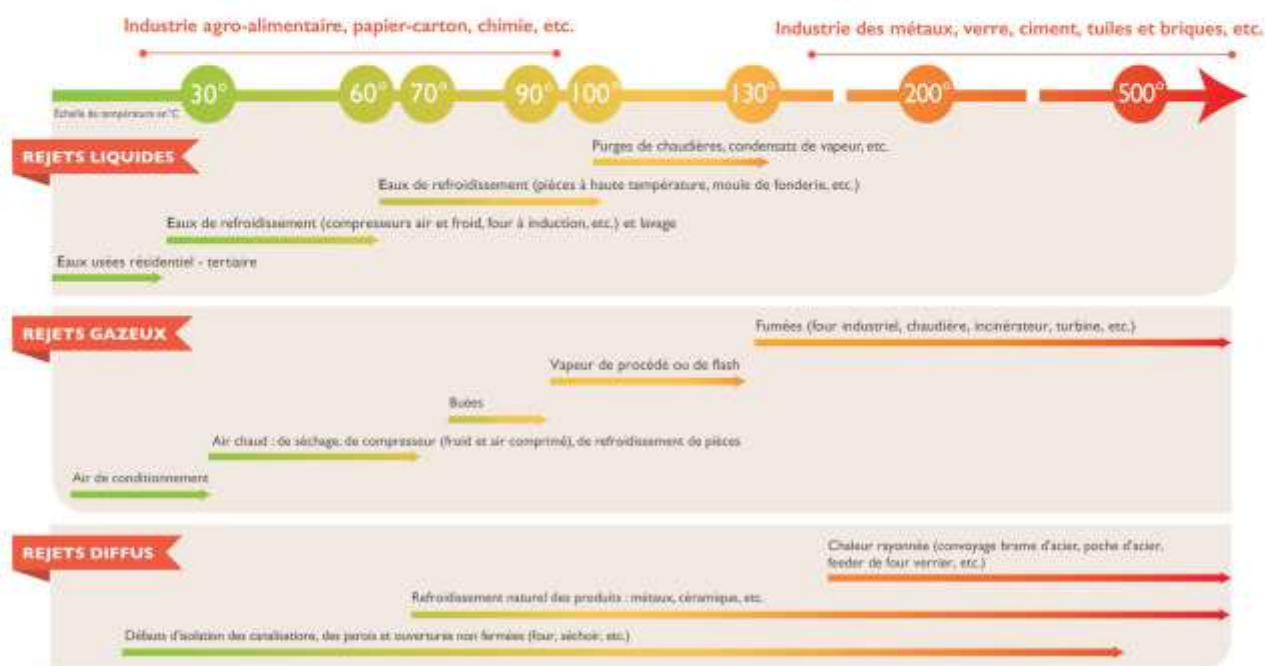


Figure 35 : Schéma des différents principes de valorisation de la Chaleur Fatale et des technologies utilisés
[Source : ADEME]

Pour pallier une éventuelle discontinuité de la ressource de chaleur fatale et pouvoir la valoriser de façon optimale, un système de stockage de chaleur (voir **Erreur ! Source du renvoi introuvable. Erreur ! Source du renvoi introuvable.**) peut être mis en place.

Les gisements de chaleur supérieurs à 90°C :

Ces gisements sont directement exploitables dans les réseaux de chaleur à eau chaude (température comprise entre 60 et 130°C) tel que celui du Mans.

Parmi les sources de chaleur fatale supérieures à 90°C, il existe :

- Rejets liquides : purges de chaudières, condensats de vapeur...
- Rejets gazeux : vapeur de procédé ou de flash, **fumées** généralement supérieures à 150°C (fours industriels, chaudières, **incinérateur, turbines...**)

Les gisements de chaleur entre 70°C et 90°C :

Pour exploiter des gisements de chaleur fatale compris entre 70°C et 90°C deux solutions sont envisageables :

- Créer une boucle chaude locale (type sous-station intermédiaire) permettant d'abaisser la température sur un périmètre restreint d'un réseau de chaleur, où les émetteurs sont compatibles avec des régimes basse température. Ce système permet à la fois de valoriser la chaleur fatale et de réduire la température de retour du réseau en chaufferie principale.
- Utiliser une pompe à chaleur haute température pour élever la température du gisement de chaleur fatale à une température proche de celle du réseau de chaleur existant et adaptée aux besoins des bâtiments. Cette solution est d'autant plus pertinente que l'écart de température à combler est faible.

Parmi les sources de chaleur fatale basse température, il existe :

- Rejets liquides : eaux de refroidissement de pièces haute température, **moules de fonderie...**
- Rejets gazeux : Buées

Les gisements de chaleur inférieurs à 60°C :

Les gisements de chaleur dont la température est inférieure à 60°C peuvent être valorisés de deux manières :

- Via une boucle d'eau tempérée. Un réseau unique achemine de l'eau à très basse température jusqu'à des pompes à chaleur eau/eau décentralisées, généralement en pied de bâtiments ou d'ilots, qui élèvent ou abaisse la température pour répondre aux besoins de chauffage, d'eau chaude sanitaire et éventuellement de froid des bâtiments, parfois simultanément.
- Via un réseau de chaleur basse température, dont la température des gisements de chaleur a été relevée grâce à un système de pompe à chaleur en centrale de production. La chaleur élevée en température alimente ensuite un réseau de chaleur de type basse température.

Les sources de chaleur fatale très basse température sont multiples :

- Rejets liquides : **eaux de refroidissement des compresseurs** et fours à induction, eaux de lavage, **eaux usées**.
- Rejets gazeux : air de conditionnement, air chaud de séchage, **rejet de compresseurs** (froid et air comprimé) et de refroidissement de pièces.

Les deux gisements de chaleur inférieurs à 60°C et compris entre 70°C et 90°C peuvent être valorisés sur des bâtiments neufs situés à proximité. En effet, les bâtiments neufs, de type tertiaire et logements, disposent de systèmes de distribution et d'émission de la chaleur de type basse température. Le régime de fonctionnement est donc adapté à cette chaleur fatale.

5.2.3 Les enjeux de la chaleur fatale à l'échelle du territoire

Les enjeux de la récupération de la chaleur fatale sont multiples pour un territoire donné. Pour Le Mans Métropole c'est un outil permettant de :

- **Créer une synergie économique et environnementale avec le tissu industriel.** Il s'agit dans notre cas de créer des synergies de substitution de ressources avec des échanges de flux de matières et d'énergie entre structures : des déchets, sous-produits, effluents ou énergies pour se substituer aux flux habituellement utilisés.
- **Répondre à un besoin en chaleur** d'un bassin de population.
- **Limitier l'émission de gaz à effet de serre** et contribuer à la lutte contre le réchauffement climatique.

5.2.4 Les UIOM

Les Unités d'Incineration des Ordures Ménagères (UIOM) sont une source importante de chaleur pour les réseaux en France. D'après une étude ADEME-SVDU-ITOM la valorisation de chaleur issue de l'incinération des déchets s'élève à 11,7 TWh en 2017 et à 11,6 TWh en 2018. Le gisement restant est estimé en 2017 à 4,36 TWh (voir Figure 34).

⇒ **La ressource de chaleur fatale issue d'UIOM en France est estimée à 16 TWh au total (valorisée et encore disponible) ; 72% de cette ressource est aujourd'hui exploitée.**

La répartition régionale de cette valorisation est présentée dans le graphique suivant, en Pays de la Loire elle s'élève en 2018 à 736 GWh, dont 122 GWh (**16%**) pour l'UVED de Le Mans Métropole.

Un enjeu majeur pour la tarification de la chaleur dans les années à venir est l'augmentation de la TGAP (Taxe Générale sur les Activités Polluantes) prévue par le projet de loi finance 2019 et confirmé en 2020, qui évoluera au cours des années à venir. Cette TGAP est fortement diminuée en fonction :

- Du taux de valorisation énergétique de l'installation,
- Des émissions de NOx ou du système de management de l'énergie mis en œuvre.

Sécuriser une valorisation énergétique de plus de 65 ou 70% est donc un des enjeux majeurs pour ces installations, les réseaux de chaleur étant le principal moyen de valorisation (avec la production d'électricité, qui présente un moins bon rendement mais une moindre saisonnalité).

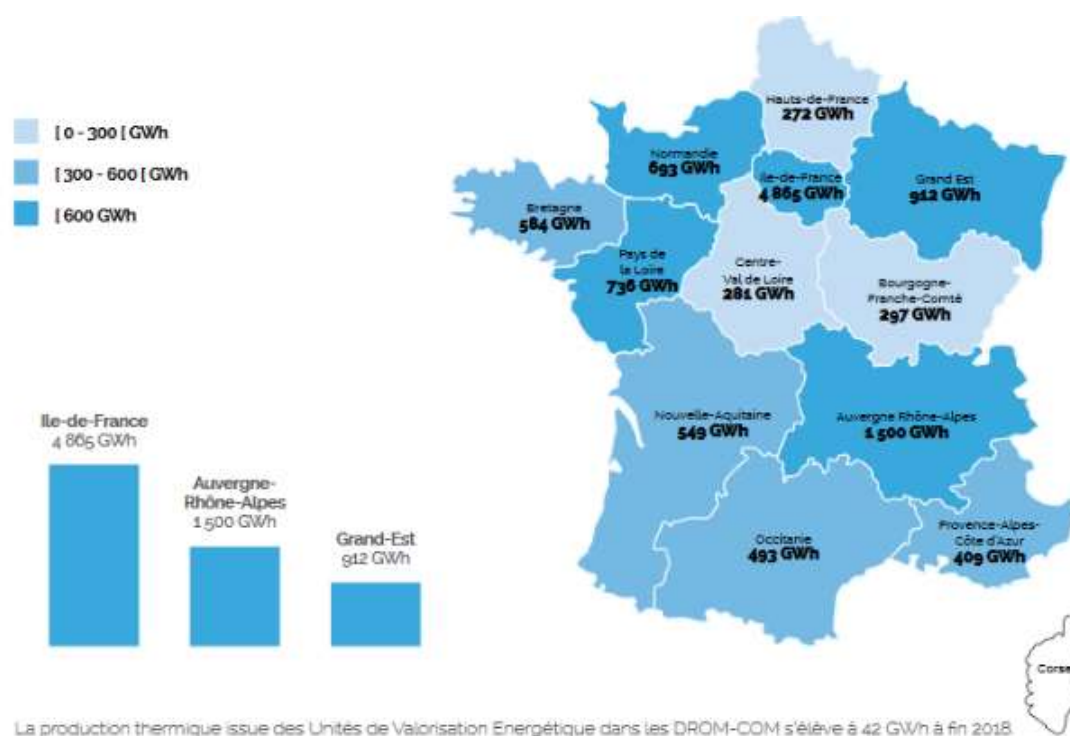


Figure 36 : Répartition régionale de la production de chaleur renouvelable issue des UVE au 31/12/2018
[Source : FEDENE – SVDU 2018]

L'UIOM de Le Mans Métropole

Le Mans Métropole dispose d'une Unité d'Incineration des Ordures Ménagères (UIOM) : l'UVED de La Chauvinière (Unité de Valorisation Énergétique des Déchets) situé au Sud-Ouest de la ville du Mans (200 bis rue de l'Angevinière). Elle traite aujourd'hui environ 40% des déchets de la Métropole.

La Collectivité a confié à un délégataire (contrat de DSP) l'exploitation de l'Unité de Valorisation Énergétique des Déchets (UVED) et de l'Unité de Traitement des Mâchefers (UTM) : la société SYNER'VAL (VEOLIA). Le contrat de DSP démarre le 1/10/2016 pour une durée

La capacité réglementaire de l'UVED est de **140 000 tonnes déchet/an**. A date, l'augmentation à 145 000 tonnes déchet/an de cette valeur est en cours de négociation avec la Préfecture. Elle pourra permettre de stocker davantage de déchet, la capacité d'incinération ne sera pas modifiée.

L'UVED est composée, outre des zones concernant la réception des déchets de 2 lignes d'incinération comprenant :

- 2 chaudières (groupes fours) équipés de brûleurs fiouls :
 - o 1 four de 9 tonnes/heures @ PCI 2300 kcal/kg

- 1 four de 12 tonnes/heures @ PCI 1750 kcal/kg
- 2 traitements de fumées
- les systèmes de valorisations énergétiques de la chaleur :
 - 1 groupe turbo-alternateur (GTA) à condensation d'une puissance de 11,5 MWe
 - 1 hydro-condenseur de 10 MWth et un échangeur de récupération de fumée de 2,7 MWth raccordé en sous-station à la branche Allonnes du réseau Syner'gie
 - 1 hydro-condenseur de 24 MWth et un échangeur de récupération de fumée de 2,7 MWth et une PAC de 3,6 MWth (équipement qui n'est pas en service à ce jour) raccordé en sous-station à la branche Bords de l'Huisne du réseau Syner'gie

La capacité technique totale d'émission de chaleur sur le réseau est de **43 MWth**, l'UVED oriente selon la demande sa production de chaleur sur les deux sous-stations. Les équipements de traitement sont valorisés au maximum.

La convention de fourniture de chaleur passée entre SYNER'VAL (VEOLIA) et SYNER'GIE (DALKIA) a pour principaux termes :

- La tarification : la chaleur est achetée en 2019 à un prix de **21,07 € HT/MWh**
- Un « Take-or-Pay » : l'enlèvement de chaleur est de **145 GWh/an** à partir de 2020, cette valeur étant fixée hors correction des DJU. Dans le CEP du réseau de chaleur SYNER'GIE, le Délégataire s'est engagé à consommer **150 GWh/an**.
- Une puissance disponible garantie par SYNER'VAL de **33,1 MWth**

La quantité de chaleur concernée est mesurée en aval des 2 échangeurs.

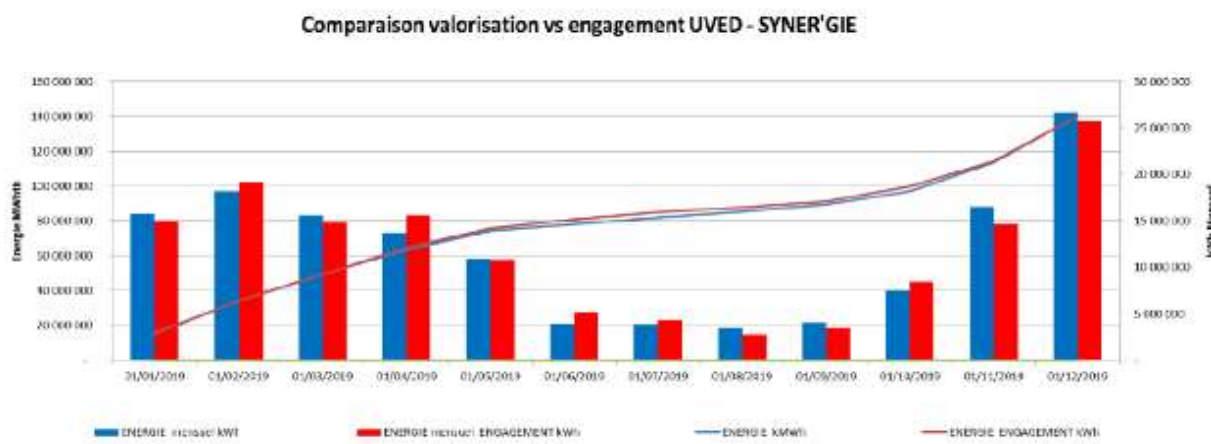


Figure 37 : Profil mensuel de valorisation de la chaleur (en bleu) [Source : CRA SYNER'GIE 2019]

La capacité maximum de production de chaleur de l'UVED est estimée à :

- 290 GWh par an
- 24,6 GWh par mois

- ⇒ D'après les données de fin 2019, la capacité maximum de valorisation de chaleur de l'UVED est atteinte en période hivernale.
- ⇒ La puissance disponible sur les échangeurs est également intégralement utilisée en période hivernale, sachant qu'une puissance supplémentaire de 1,8 MWth (50% PAC)

pourrait être mise en place, portant la puissance totale garantie par l'UVED à 34,9 MWth.

5.2.5 Les Data Centers

Les bâtiments accueillant des serveurs de données (data center) sont de gros consommateurs d'énergie. On estime que 2500 We/m² sont nécessaires à leur bon fonctionnement. A titre de comparaison, un data center aussi grand qu'un terrain de football consommerait autant d'électricité qu'une ville de 60 000 habitants.

Un data center nécessite d'être refroidi en permanence. Les solutions les plus utilisées sont les groupes froids à compression, qui consomment une grande quantité d'énergie (plus de la moitié de la consommation totale du centre). La chaleur dégagée au niveau du condenseur de ces groupes est évacuée par des tours aéroréfrigérante ou des aérocondenseurs. Cette chaleur fatale peut donc être récupérée et valorisée sur un réseau de chaleur.

Les températures de rejets sont, en fonction de la technologie du data center, comprises entre 35°C (pour les plus anciens Data Center) et 60°C (pour les plus récents). Ces rejets peuvent être valorisés :

- Sur des réseaux en boucle tempérée, puis valorisées aux points de consommation par des pompes à chaleurs fonctionnant à la température d'utilisation ;
- Sur un réseau d'eau chaude, couplés à une pompe à chaleur centralisée permettant la relève de température du rejet à 75/80°C.

LES DATA CENTERS DU MANS METROPOLE

Selon Xerfi⁵, en 2018, la région Pays de la Loire comptait 12 Data Centers. Parmi ces 12, 2 ont été identifiés sur le territoire de Nantes Métropole :

- DataGrex, au nord de Le Mans à proximité de l'échangeur A11/A28, disposant de 40 baies de serveur. Le rafraîchissement est réalisé au moyen de tours adiabatiques.
- DataSyscom, au centre de Le Mans, une entreprise de services informatiques dont la capacité serveur n'est pas publiée.

⁵ https://www.xerfi.com/presentationetude/Les-hebergeurs-et-gestionnaires-de-data-centers-a-l-horizon-2020_8SAE39

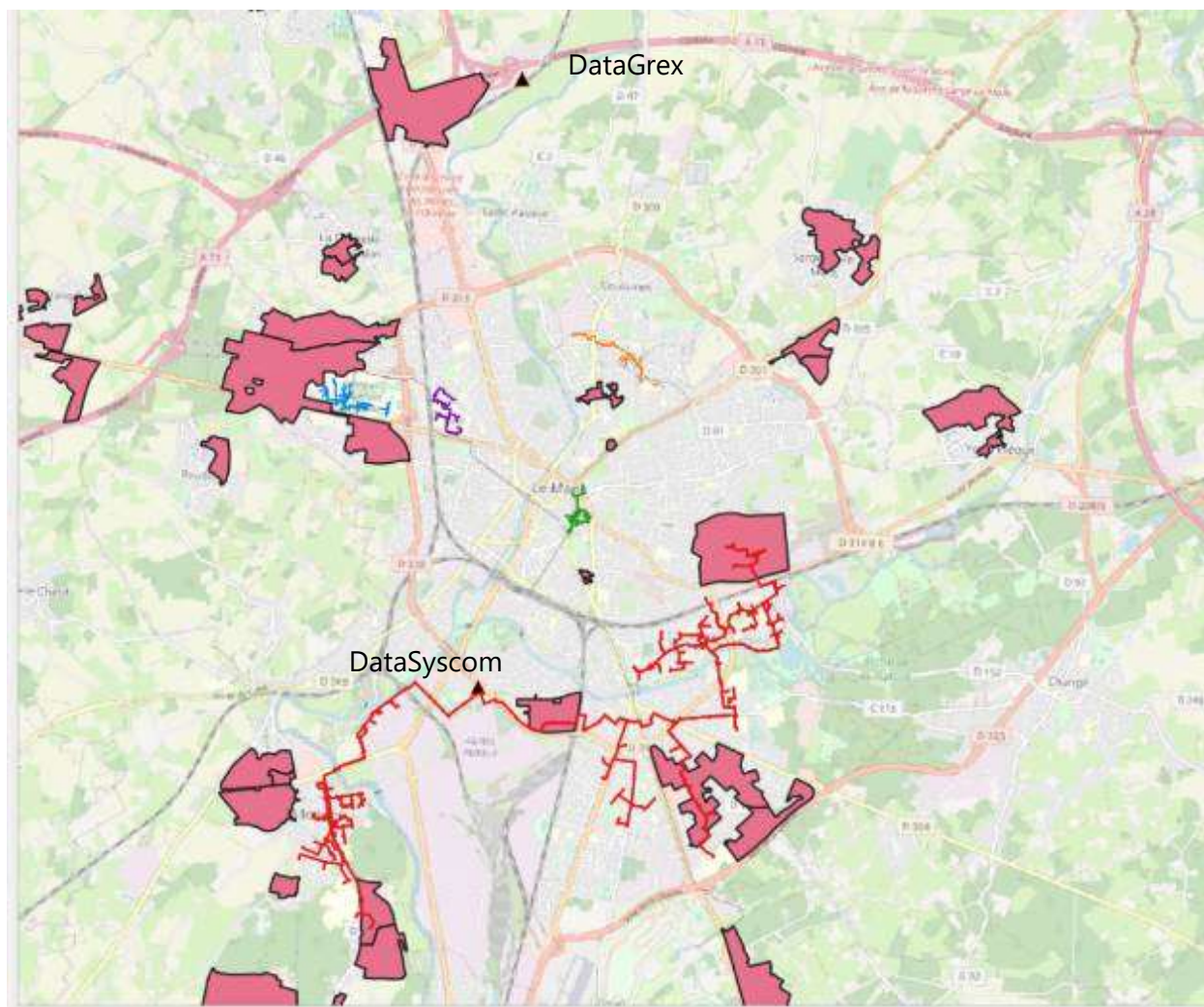


Figure 38 : Data Center et projets de ZAC sur Le Mans Métropole

Le centre DataGrex est situé à une relative proximité de la ZAC des Portes de l'Océan.

Le centre DataSyscom est situé à proximité immédiate du réseau de chaleur Syner'gie, néanmoins le niveau de température sur la récupération de chaleur d'éventuels systèmes de refroidissement n'est pas compatible avec ce réseau.

Les caractéristiques de la chaleur récupérable sur ces Data Centers ne sont pas connues à ce stade mais pourront faire l'objet d'une recherche plus approfondie en cas de pertinence d'une telle solution.

⇒ **Le centre DataGrex pourrait présenter un intérêt pour de la récupération de chaleur, en cohérence avec le développement de la ZAC Portes de l'Océan.**

5.2.6 Les eaux usées, eaux grises et stations d'épuration

Les eaux usées sont des eaux polluées (effluents) constituées de toutes les eaux susceptibles de contaminer le milieu dans lequel elles seraient déversées ; elles sont issues de l'utilisation anthropique

(artisanale, agricole, industrielle...). La température de ces eaux est relativement constante (entre 12 et 20°C) sur l'ensemble de l'année.

On parle d'eaux « grises » pour des eaux peu polluées d'origine domestique résultant de douches, de lavage de mains, de vaisselles ou les eaux pluviales. On parle d'eaux « noires » lorsque les matières qu'elles contiennent sont des substances plus polluantes.

LA RECUPERATION DE CHALEUR SUR EAUX GRISES

La récupération de chaleur sur eaux grises a lieu généralement à l'échelle d'un bâtiment, pour la production d'ECS.

Les eaux grises sont collectées dans des cuves et stockées, puis utilisées comme source froide de pompes à chaleur assurant seules ou avec un appoint le réchauffage de ballons d'ECS. Elles sont filtrées en amont par un système autonettoyant ou bien au sein de la cuve par un filtre décanteur. Les volumes de stockage des eaux grises et d'ECS sont relativement importants. Un calorifugeage des réseaux d'évacuation est nécessaire afin d'obtenir une température de source froide la plus élevée possible.

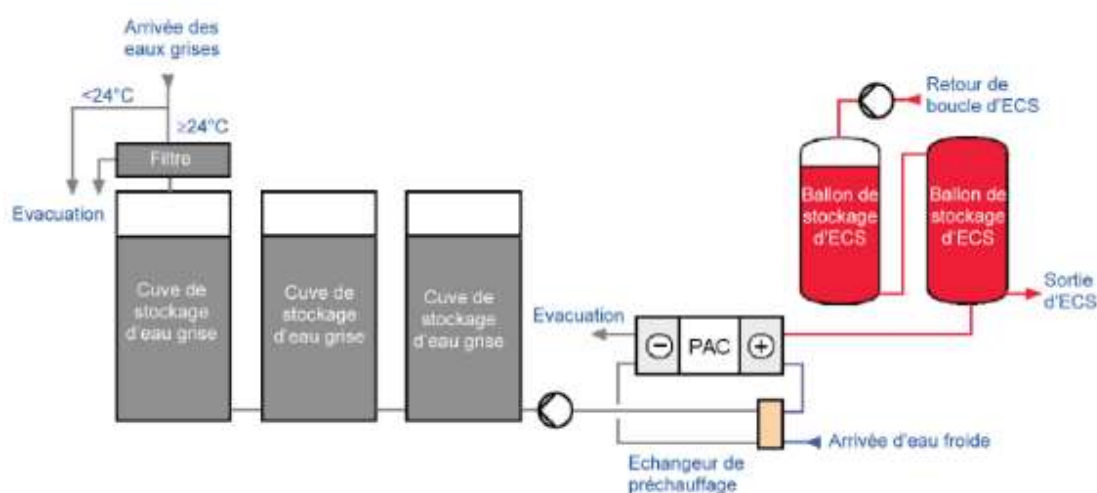


Figure 39 : Schéma de principe d'un système de récupération de chaleur sur les eaux grises pour la production d'ECS [Source RAGE]

Cette solution est adaptée à des bâtiments en particulier ou des petits ensembles de bâtiments donc le régime de température est faible (exemple des piscines). Cependant, elle n'est pas adaptable aux réseaux de chaleur.

LA RECUPERATION DE CHALEUR SUR LES COLLECTEUR D'EAUX USEES

Le Mans Métropole dispose d'un réseau de collecte des eaux usées. Sur ce territoire d'étude, la récupération de chaleur sur eaux usées est possible :

• **Sur les collecteurs structurants du réseau d'assainissement :**

Plus le débit des collecteurs est élevé et meilleur sera le potentiel de récupération de chaleur. Dans les configurations de récupération sur collecteurs, une partie du débit est dévié en vue d'alimenter une pompe à chaleur qui permet de diminuer la température de ces effluents de 4 à 5°C et de remonter la température du réseau de chaleur.

Différentes technologies de récupération de chaleur sur eaux usées existent. Deux solutions sont décrites ci-après :

- **ENERGIDO® de Veolia :** Ce système dérive une partie (fonction de la puissance souhaitée et du débit minimum de fonctionnement du réseau d'assainissement) des eaux usées vers des échangeurs en surface. Les échangeurs transfèrent les calories issues des eaux usées au fluide caloporteur. Des pompes à chaleur utilisent ensuite l'énergie contenue dans le fluide caloporteur pour relever en température les retours du réseau de chaleur jusqu'à un maximum de 70°C. Le schéma de principe suivant décrit la technologie :

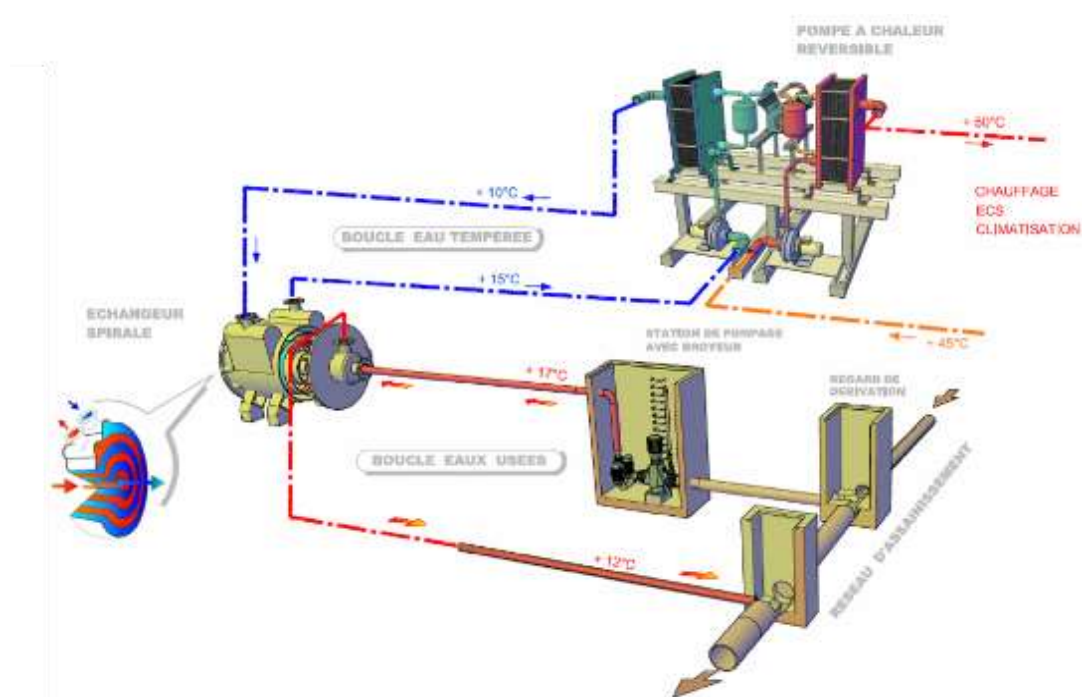


Figure 40 : Récupération de chaleur sur eaux usées [Process Energido. Source : Veolia]

- **Degrés Bleus®, de Suez Environnement :** un échangeur est rajouté à l'intérieur du collecteur pour en épouser la forme. Il n'y a pas besoins de dévier tout ou partie du débit, celui-ci circule normalement dans le collecteur et est refroidi au fur et à mesure de son avancement. La longueur de collecteur-échangeur à mettre en place dépend de la puissance souhaitée. Le fluide caloporteur circulant dans l'échangeur est ensuite remonté en surface pour alimenter la pompe à chaleur.

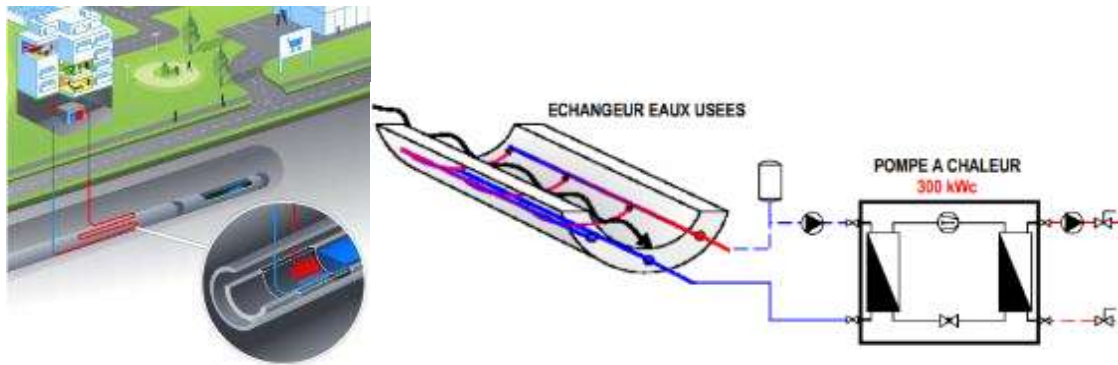


Figure 41 : Récupération de chaleur sur eaux usées. Process Degrés Bleus [Source : Suez Environnement]

La localisation des collecteurs structurants du réseau d'assainissement de Le Mans et leur débit ne sont pas connus à date. Pour l'instant, il ne peut pas être identifié de zones présentant un potentiel de récupération sur les collecteurs.

LA RECUPERATION DE CHALEUR AU NIVEAU DES STATIONS D'EPURATION

Le Mans Métropole dispose de 10 stations d'épuration et de traitement des eaux usées dans son périmètre.

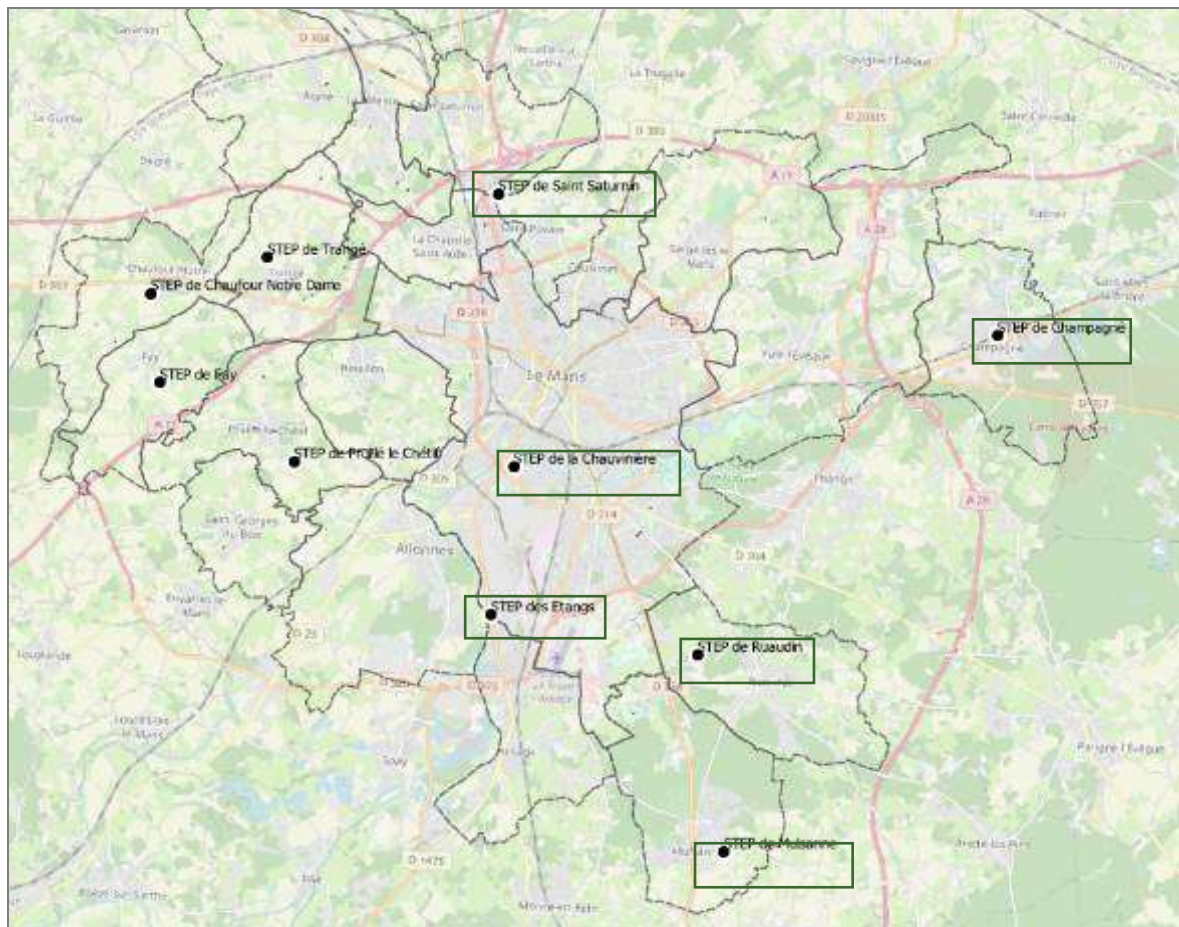


Figure 42 : Carte des STEP de Le Mans Métropole [source : LMM]

Parmi ces stations d'épuration, 6 d'entre elles ont une capacité nominale de plus de 2 000 équivalents-habitants avec des potentiels intéressants pour le développement des réseaux de chaleur.

La liste et les caractéristiques de l'ensemble de ces équipements est fourni en ANNEXE, le tableau suivant présente les 6 STEP les plus importantes.

Nom	Eq. Hab. traités	Capacité de traitement	Périmètre	Age	Historique
STEP de la Chauvinière	365 000	44 875 m3/j (83% capacité)	DSP Véolia 9 ans à partir du 01/10/2017. Le Mans, Allonnes, Coulaines, LCST, Rouillon, Yvré, Sargé, St Pavace	- ⁶	projet utilisation boues en épandage
STEP des Etangs	28 500	4 149 m3/jour (100% capacité)	Régie, eau zone sud (zone indus. Et Arnage)	-	projet de traitement par Chauvinière en dépassement de capacité
STEP de Saint Saturnin	8 200	1340 m3/jour	DSP Véolia jusqu'en 2021. La Milesse, Aigné, Saint Saturnin	2005	
STEP de Ruaudin	7 500	750 m3/jour	régie LMM	1988, rénovée	
STEP de Mulsanne	5 600	616 m3/jour	Mulsanne, régie	2012	charges assez fluctuantes
STEP de Champagné	2 666	427 m3/jour	DSP Véolia jusqu'à fin 2017	2033	

⁶ Mise en service envisagée en 2021

5.2.7 Les industries

Dans un rapport publié en 2017, l'ADEME évalue l'origine du gisement de chaleur fatale français comme suit :

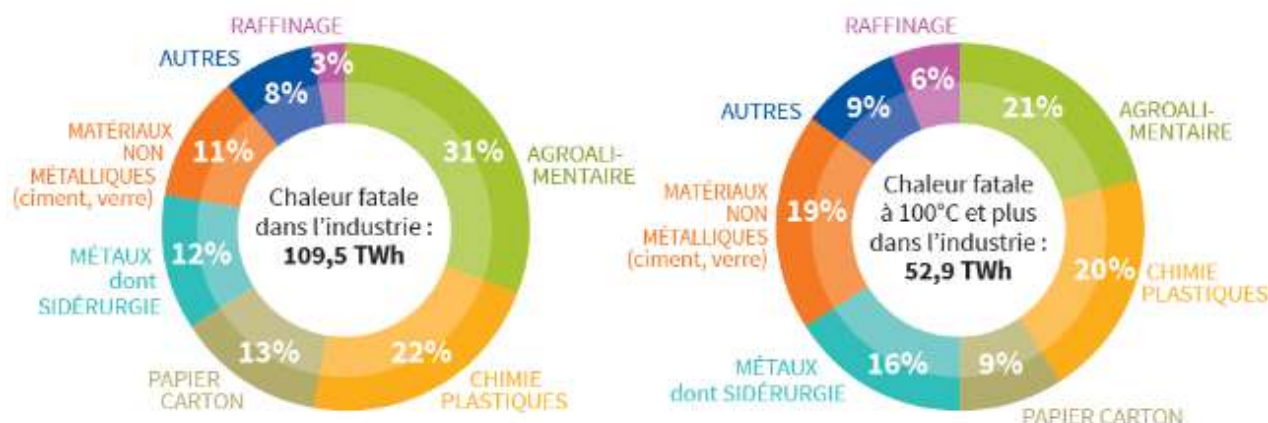


Figure 43 : Graphique présentant l'origine du gisement de chaleur fatale en France [Source : ADEME]

Cinq secteurs industriels concentrent presque 90% du potentiel de chaleur fatale. Les secteurs agroalimentaires et de la chimie couvrent plus de 50% du potentiel.

NOTA : les conditions de fonctionnement d'un site de production jouent dans le volume de la chaleur fatale disponible : les sites fonctionnant en 3 x 8 et sans arrêt le week-end présentent le potentiel le plus élevé.

LES INDUSTRIES EMETTRICES DE CHALEUR

Les sites équipés de tour et de circuit de refroidissement (ICPE rubrique 2821) ont été recensées et ici présentées car elles disposent de chaleur excédentaire non valorisée en interne pour le process. Les sites identifiés sur Le Mans Métropole sont les suivants :

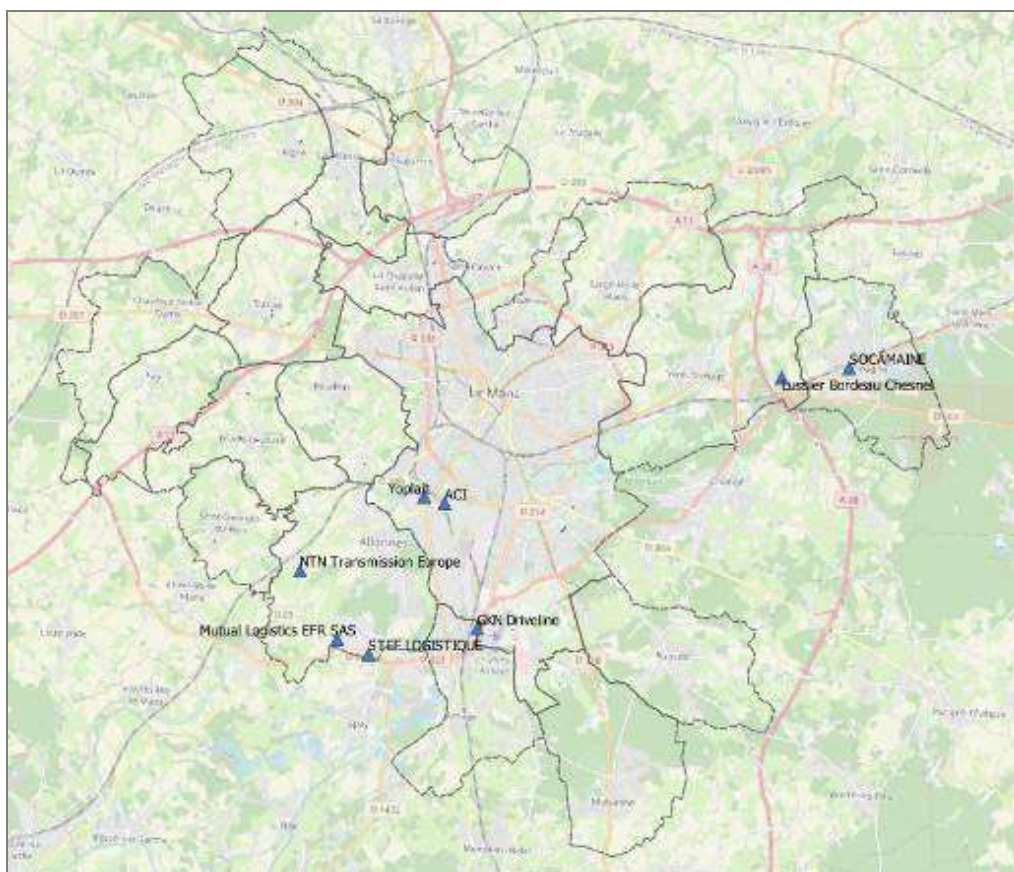


Figure 44 : Implantation des entreprises disposant d'équipements de refroidissement

Industrie	Adresse	Système de refroidissement ⁷
NTN Transmission Europe	Z.A. des TREMELIERES, Route de la Suze, 72700 Allonnes	2 TAR
Mutual Logistics EFR SAS	ZAC du Monné, Rue du Châtelet, 72700 Allonnes	Circuit de refroidissement
STEF logistique	Z.A.C. du Monné, Rue du Châtelet, 72700 Allonnes	2 TAR
GKN Driveline	15 Rue Maurice Trintignant, 72230 Arnage	5 TAR
Yoko Investment Holding	Non localisé - Le Mans	2 TAR
ACI	15 Avenue Pierre Piffault, 72100 Le Mans	4 TAR
Yoplait	23 Rue des Grandes Courbes,	5 TAR

⁷ TAR : Tour AéroRéfrigérante

	72100 Le Mans	
Lussier Bordeaux Chesnel	7 Avenue d'Auvours, 72530 Yvré-l'Évêque	Circuit de refroidissement
Socamaine	20 Route de Paris, 72470 Champagné	1 TAR

Tableau 29: Liste des ICPE rubrique 2921

Une liste des autres installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) est fournie en ANNEXE. Les sites qui pourraient présenter un intérêt pour un raccordement à un réseau de chaleur en fourniture ou consommation de chaleur disposent du classement suivant :

- A2770 : traitement thermique de déchets dangereux,
- A2771 : traitement thermique de déchets non dangereux,
- A2910 : installation de combustion,
- A2915 : procédés de chauffage,
- A2920 : installation de compression,
- A2921 : refroidissement évaporatif par dispersion d'eau dans un flux d'air,
- A2971 : installation de production de chaleur ou d'électricité à partir de combustibles solides de récupération,
- A3110 : combustion.

5.2.8 La production d'hydrogène

D'après une étude de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) de juin 2019⁸ environ 70 Mtonnes/an de H₂ (dihydrogène) sont utilisés chaque jour sous forme pure, principalement pour le raffinage (*refining* en rouge dans le graphique ci-dessous), la production d'ammoniac (*ammonia* en jaune) ; 45 Mtonnes/an supplémentaires sont utilisés dans l'industrie sous forme non séparée (méthanol notamment).

⁸ *The Future of Hydrogen – Seizing today's opportunities*, prepared by the IEA for the G20 Japan, June 2019

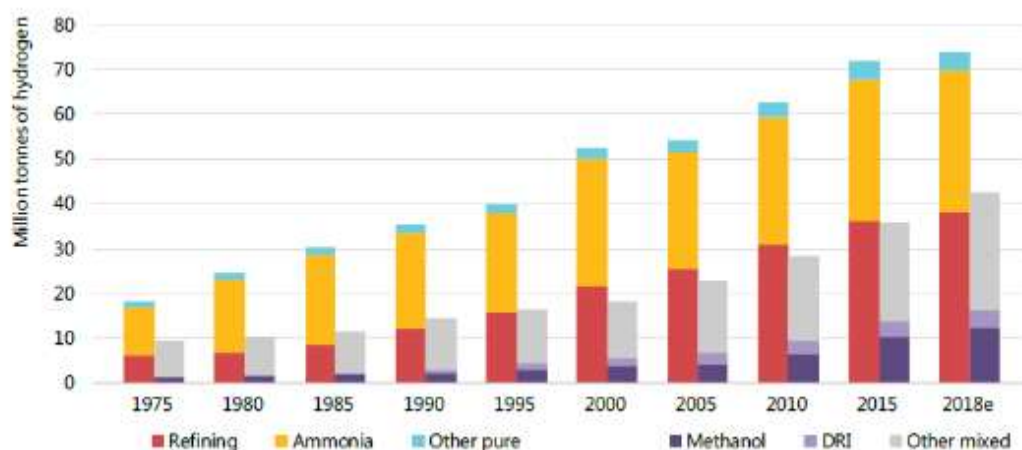


Figure 45 : Demande annuelle globale en hydrogène depuis 1975 [source : AIE -juin 2019]

La principale nouvelle application visée par l'hydrogène est la mobilité (voitures, bus, camions). Le graphique suivant présente le nombre de pays investis dans ces différents domaines.

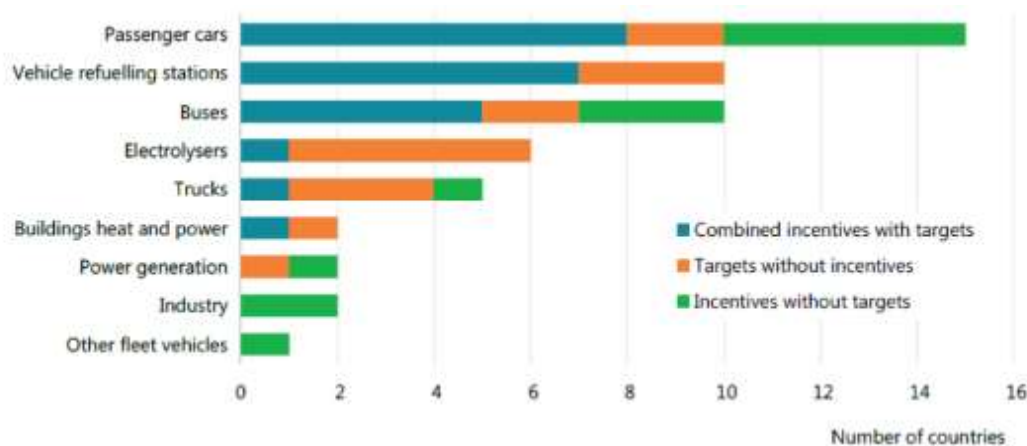
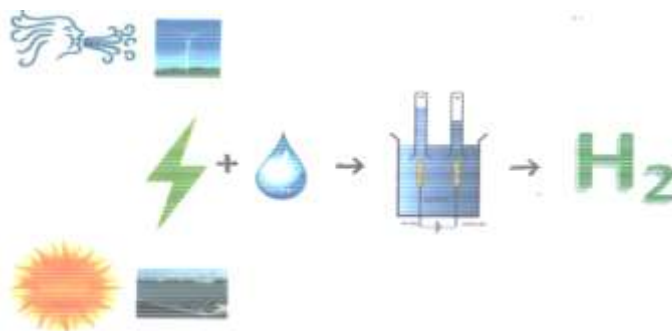
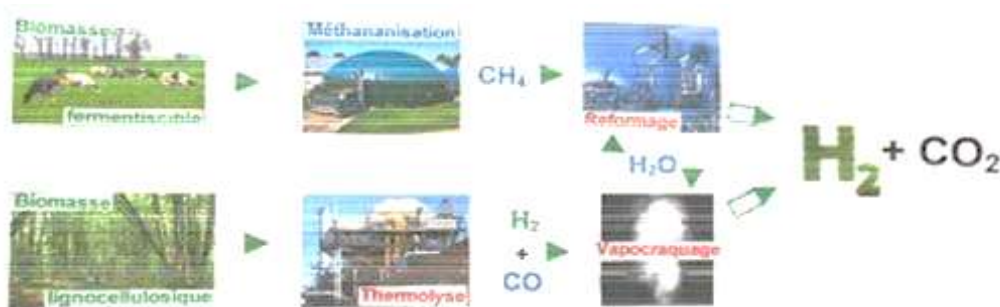


Figure 46 : Application ciblée par des programmes de développement [source : AIE -juin 2019]

En France, le plan de déploiement de la filière hydrogène est doté d'un financement de 100 millions d'euros de 2023 à 2028 et cible le **développement bas carbone de l'industrie, des transports et du stockage d'énergie renouvelable**.

Il existe plusieurs procédés pour produire de l'hydrogène, certains d'entre eux sont exothermiques. Les principaux procédés permettant la production de « bio-hydrogène » recensés sont :

- à partir de l'eau, par électrolyse (Figure 47)
- par méthanisation et reformage de la part fermentescible de la biomasse (Figure 48)
- par voie thermochimique (thermolyse et gazéification) de la part lignocellulosique de la biomasse (Figure 48)

Figure 47 : Production de bio-hydrogène H2 par électrolyse [source : AFHYPAC³]Figure 48 : Production de bio-hydrogène H2 par la biomasse [source : AFHYPAC⁹]

A l'échelle de la métropole, deux projets de développement ont vu le jour :

- Le **projet H2 OUEST** (AAP ADEME) qui vise la mise en place d'un écosystème Hydrogène, avec la production de H2 vert par électrolyse de l'eau par l'entreprise LHYFE. L'unité de production sera implantée en Vendée, aucune valorisation d'un éventuel rejet thermique ne peut donc être faite sur le territoire du Mans.
- le **projet ECO H2 LE MANS – SARTHE** (AMI) qui vise le déploiement d'un écosystème hydrogène sur le pôle métropolitain Le Mans – Sarthe avec la production de H2 vert par gazéification par l'entreprise QAIROS. Le site de production sera implanté sur Le Mans Métropole ;

Le projet ECO H2 LE MANS - SARTHE

Ce projet vise les usages mobilité, industrie, alimentation stationnaire, réseau. Il a démarré en 2019 et vise une mise en exploitation à l'échéance 2029-2030. IL mobilise de nombreux acteurs publics dont Le Mans Métropole ainsi que des PME tel que QAIROS ENERGIES, H2X ECOSYSTEMS.

Le parti technique¹⁰ du projet vise la production d'hydrogène par gazéification de la biomasse agricole (intrants : production locale de chanvre) soit une production dite « verte ».

⁹ L'hydrogène vert, fiche 3.5 de l'AFHYPAC avril 2020

¹⁰ Project Portfolio de ECO H2 LE MANS-SARTHE pour l'AMI Projets innovants d'envergure européenne ou nationale sur la conception, la production et l'usage de systèmes à hydrogène.

Une feuille de route des usages spécifiques et locaux de l'hydrogène sont étudiés sur l'année 2020 ; les usages pré-identifiés sont : trains à hydrogène, service d'autopartage, réseau de bus interurbains, véhicules légers et lourds des entreprises de logistique, etc...).

Le procédé utilisé permet en outre la production de méthane de synthèse (pouvant être introduit dans un réseau de gaz naturel), de CO₂ liquide et de chaleur fatale.

La quantité de chaleur fatale du procédé est estimée, en phase définition du projet à **500 kWh/hr de chaleur émise pour 2 tonnes d'hydrogène produits par jour**. Cette chaleur fatale sera valorisée dans le procédé (séchage des intrants) et une partie pourra être disponible pour une autre valorisation. La quantité de chaleur n'est pas connue précisément. Les températures disponibles seront compatibles avec la valorisation sur un réseau de chaleur 60-105°C.

Le site de production envisagé se situera à l'ouest du Mans, sur la commune de Trangé, soit à environ 2,5 km de l'Université.

⇒ **Le potentiel de production de chaleur est estimé à 4 GWh par an (500 kWh sur 8000 heures) en 2030. Cette valeur sera à consolider au fur et à mesure de l'avancement du projet.**



Figure 49 : Scénario envisagé pour l'ECO H2 en 2030 [source : Portefolio du projet]

5.3 Les géothermies

5.3.1 Les 3 grandes familles de géothermie

La géothermie est l'exploitation de la chaleur de la terre grâce à un fluide circulant dans une formation géologique ciblée, dont on utilise les calories en fonction de la température, soit directement par un échangeur de chaleur, soit par transformation thermodynamique dans une pompe à chaleur ou une turbine, soit via un mixte des différentes solutions.

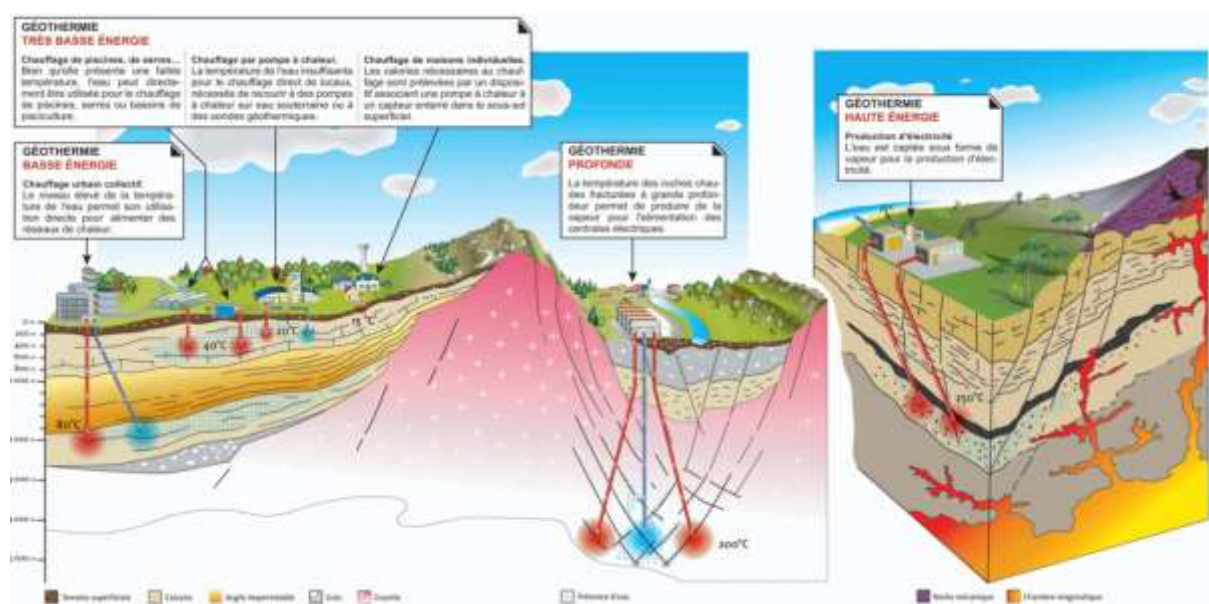


Figure 50 : Les différentes géothermies

Les trois grands types de géothermie qui existent sont les suivants :

- La **géothermie très basse énergie** (10 à 40 °C) et à faible profondeur. Cette énergie peut être soit utilisée directement pour les besoins de chaleur nécessitant de très faibles températures, soit couplée à une pompe à chaleur en vue d'une utilisation à des températures plus élevées.
- La **géothermie basse énergie**, qui est habituellement utilisée dans le cadre du chauffage urbain. Ce type de géothermie est particulièrement développée dans la Région Parisienne avec l'exploitation du Dogger, aquifère situé entre – 1 500 et – 2 000m de profondeur, à une température comprise entre 55 et 80°C.
- La **géothermie haute énergie**, dénommée profonde ci-dessus, permettant d'alimenter en vapeur des centrales de production d'électricité.

5.3.2 La ressource géothermale en Pays de la Loire

La région des Pays de la Loire se caractérise par :

- un massif cristallin (formation dite de "socle") correspondant au massif armoricain, pour les départements de la Loire-Atlantique, la Mayenne, le nord et le centre de la Vendée, ainsi que l'ouest du Maine et Loire,
- de bassins sédimentaires peu profonds, pour le sud de la Vendée, l'est du Maine et Loire et la Sarthe.

La formation dite de "socle", qui représente près de 57% de la superficie de la région, est considérée comme peu aquifère par rapport à la zone sédimentaire (43% de la superficie de la région).

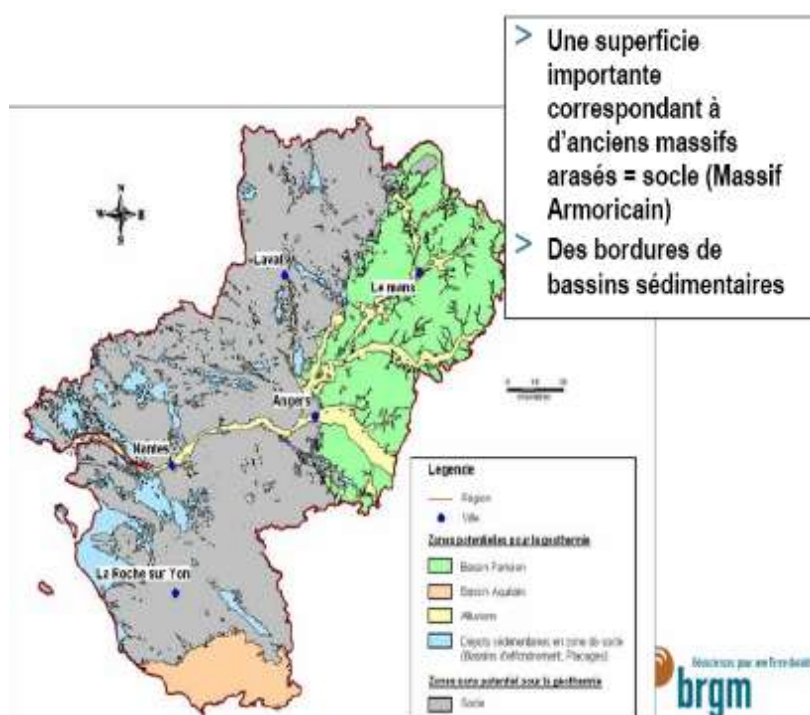
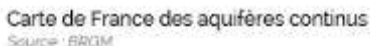


Figure 51 : Le contexte géologique en Pays de la Loire [source : BRGM]

Le contexte géologique des Pays de la Loire est globalement moins favorable que d'autres régions. Cela s'explique par une absence d'aquifère profond d'extension importante permettant un puisage direct de l'eau chaude et par absence de gradient thermique important. **Ainsi la valorisation de la ressource géothermique est cantonnée à une exploitation dite "basse énergie** : prélèvement des calories dans des aquifères peu profonds ou dans le sol et utilisation d'une pompe à chaleur afin de rehausser la température extraite.



La Direction Pays de la Loire de l'ADEME a publié le livret technique « Comprendre et choisir la géothermie » à destination des maîtres d'ouvrage et architectes Ligériens désireux d'étudier la géothermie pour chauffer ou refroidir un bâtiment. Les conclusions de cette étude sont les suivantes :

- La géothermie profonde et intermédiaire (haute et basse énergie), qui consiste à utiliser directement la chaleur du sol, ne présente aucun potentiel dans la région, car il ne s'agit pas de bassins sédimentaires comme le bassin parisien. **Elle n'est donc pas traitée dans ce rapport.**
- La géothermie très basse énergie assistée par pompe à chaleur présente un bon potentiel dans la région.

L'étude de potentiel de développement des ENR&R menée à l'occasion de l'élaboration du PCAET du Pays du Mans ne recense aucune installation géothermique dans la zone concernée.

Une installation de géothermie est recensée à Sablé Sur Sarthe au collège Anjou – Simone Veil. Cette installation dispose de 9 puits de 100 et 200 mètres de profondeur et de 5 pompes à chaleur à absorption gaz.

98 / 150

5.3.3 La géothermie basse température – les technologies

La géothermie très basse énergie, assistée par pompe à chaleur (PAC), comprend plusieurs solutions techniques qu'il est important de distinguer, avec un potentiel de développement en Pays de la Loire qui diffère.

Type de technologie	Sonde enterrées (en nappe ou en sondes verticales) + PAC	Sondes en eau du sous-sol (aquifère) + PAC	Sondes en eau superficielle (mer, rivière, lac...) + PAC
Objet	Chauffage, refroidissement et/ou préchauffage d'eau sanitaire		
Applications et cibles	Bâtiments ou ensemble de bâtiments jusqu'à $\approx 5\,000\text{ m}^2$	Bâtiments ou ensemble de bâtiments de taille moyenne à grande ($\approx 2\,000$ à $20\,000\text{ m}^2$)	
Type de ressource naturelle exploitée	Croûte terrestre entre 0 et 200 m de profondeur	Eau tempérée ($\approx 12\text{-}20^\circ\text{C}$) contenue dans le sous-sol des 200 premiers mètres de la croûte terrestre	Eau de surface tempérée ($\approx 0\text{-}20^\circ\text{C}$)
Potentiel de développement	Très bon potentiel sur presque toute la région	Bon potentiel, à nuancer fortement selon les zones géologiques et géographiques	
Fréquence et maturité de la technologie	Très courant	Très courant	Peu courant, en développement mais des contraintes environnementales fortes

Tableau 30: Techniques de géothermie basse énergie

Les sondes géothermiques verticales (SGV)

Un système de PAC sur SGV consiste à faire circuler, en circuit fermé, un liquide composé d'eau et d'antigel dans plusieurs sondes verticales, constituées par un réseau de tubes en résine disposés à la verticale dans des forages jusqu'à 100 m de profondeur environ, afin d'échanger de l'énergie par simple transfert de chaleur entre le sol et le fluide puis de l'acheminer jusqu'à la pompe à chaleur (PAC).

En surface, la PAC permet de transférer la chaleur puisée dans le sol vers le bâtiment à chauffer (mode chauffage) ou d'injecter de la chaleur en provenance du bâtiment vers le sol (mode refroidissement du bâtiment). Le champ de sondes peut également être utilisé comme source de rafraîchissement sans avoir recours aux pompes à chaleur : on parle de mode « geocooling » ou « freecooling ».

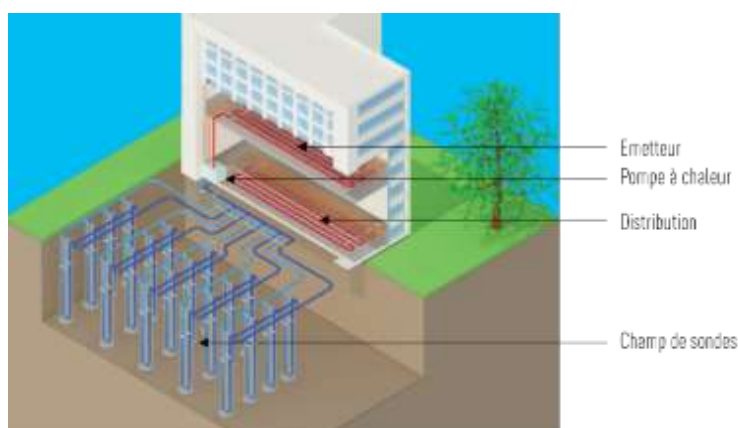


Figure 53 : Schéma d'un bâtiment avec un champ de sondes

En fonction du potentiel de la ressource, il peut également être envisagé d'alimenter en chaud et/ou en froid, plusieurs bâtiments, voire un quartier. Dans ce dernier cas, le quartier peut être alimenté par :

- Une boucle tempérée qui alimente plusieurs PAC en pied de bâtiments, qui permettent la production de froid ou de chaud suivant les besoins,
- Un mini-réseau de chaleur et/ou de froid, alimenté par une PAC centrale, qui fournit l'énergie aux bâtiments, à une température de 65°C maximum (de manière à conserver un bon rendement des PAC).

⇒ **Ce type de solution est particulièrement adaptée à des bâtiments neufs ou à des réseaux de chaleur de quartier neuf (ZAC) dont le cahier des charges d'aménagement doit préciser les caractéristiques de fonctionnement à prévoir pour les émetteurs.**

Le pompage en nappe

Un système de PAC sur eau souterraine, couramment appelée PAC sur aquifère ou encore PAC sur eau de nappe, consiste à pomper de l'eau située dans le sous-sol par l'intermédiaire d'un forage pour l'acheminer (via un échangeur) jusqu'à la PAC afin d'en prélever l'énergie, avant de réinjecter l'eau dans le sous-sol par l'intermédiaire d'un second forage.

La PAC permet alors de transférer la chaleur prélevée dans l'eau vers le bâtiment à chauffer (mode chauffage) ou d'injecter de la chaleur en provenance d'un bâtiment vers l'eau (mode rafraîchissement). L'eau peut également être utilisée simplement par un échangeur comme source de rafraîchissement sans avoir recours aux PAC : on parle alors de « geocooling » ou « freecooling ».

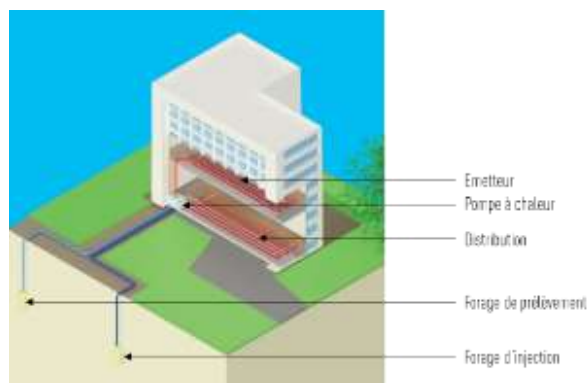


Figure 54 : Schéma d'un bâtiment avec un doublet géothermique

En fonction du potentiel de la ressource, ce système peut également alimenter un groupe de bâtiments ou un quartier.

- ⇒ Une étude de la ressource disponible est à réaliser pour identifier le potentiel réel de cette solution
- ⇒ Le recours à une pompe à chaleur cible les usages avec des consommations de chaleur < 65°C, donc les ZAC neuves dans lesquelles le cahier des charges d'aménagement devra préciser les caractéristiques de fonctionnement à prévoir pour les émetteurs.

Le pompage sur eau de rivière (La Sarthe)

Les PAC sur eau de surface fonctionnent sur le même principe théorique que la PAC sur eau souterraine. Les caractéristiques et contraintes techniques, économiques, réglementaires et environnementales sont assez spécifiques, mais peuvent répondre de façon tout à fait pertinente aux besoins énergétiques d'un ou plusieurs bâtiments.

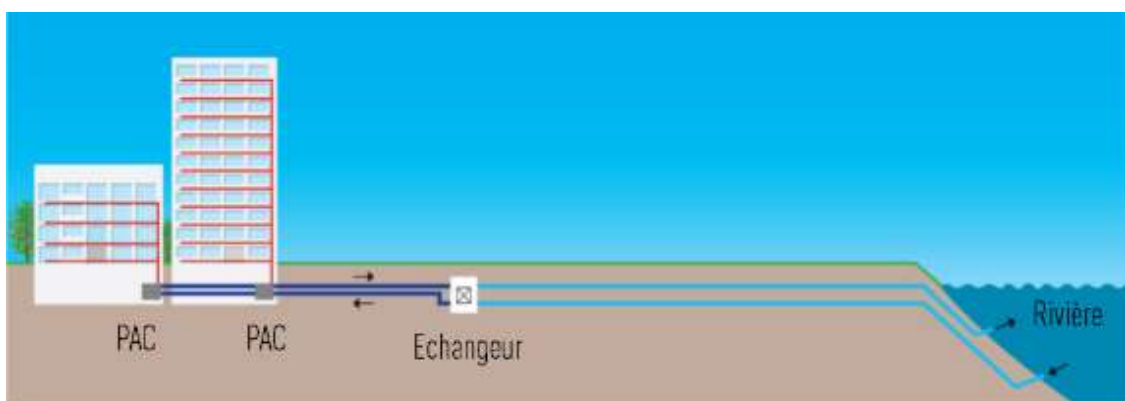


Figure 55 : Schéma d'une PAC sur eau de rivière

Des contraintes spécifiques à l'exploitation de la chaleur des fleuves existent et doivent être connues afin d'évaluer le potentiel de récupération de chaleur. Ces dernières concernent principalement :

- La position des points de puisage et de rejet de l'eau et la distance minimale entre ces points,

- Les débits maximums d'extraction et de rejet de l'eau, en été et en hiver,
- Les deltas de températures minimum et maximum autorisés entre l'extraction et le rejet, en été et en hiver,
- Les périodes annuelles d'autorisation d'exploitation des fleuves.

A date, ces informations ne sont pas connues pour la Sarthe et l'Huisne et nécessitent de réaliser des études de potentiel approfondies avec la DREAL.

5.4 Le solaire thermique

5.4.1 Le principe

L'énergie solaire thermique est la valorisation du rayonnement solaire sous forme de chaleur. Elle est à différentier du solaire photovoltaïque qui permet de valoriser le rayonnement solaire en production d'électricité.

La ressource solaire thermique est exploitée pour différentes applications, du particulier à l'industriel.

Acronyme	CESI – SSC	CESC	SDH
Système	Chauffe-eau solaire individuel (CESI) et systèmes solaires combinés (SSC)	Systèmes de production d'eau chaude collective	Systèmes solaires sur réseaux de chaleur et en industrie
Destinataire	Particuliers	Entreprises et collectivités Maître d'ouvrage secondaire Exploitant	Collectivité Industrie Opérateurs énergétique
Aides	CITE	Fonds Chaleur COTER pour $S < 25 \text{ m}^2$	Fonds chaleur – AAP Grandes Installations
Impact sur le réseau de chaleur	Aucun si pas de particulier raccordé	Réduction des consommations de chaleur de l'abonné, puissance souscrite identique	Préchauffage des retours ou production en parallèle Participe au mix énergétique ENR du réseau

Tableau 31: Différents type de systèmes solaire

Les **installations solaires thermiques sur réseau de chaleur** sont des opérations qui ont d'abord vu le jour au Danemark et en Allemagne. Elles offrent une solution complémentaire au bois énergie pour des réseaux dont la chaudière est arrêtée en période estivale. Elles peuvent également constituer une première mutation pour des réseaux 100 % gaz si la mise en place d'une biomasse s'avère difficile. Dans certains pays, des opérations avec stockage inter saisonnier et relève par gaz ou pompe à chaleur permettent d'assurer plus de 60 % des besoins d'un réseau.

Ces installations se font avec des capteurs de grande dimension double vitrage ou à tube sous vide. Les dimensionnements les plus courants permettent de couvrir environ 80 % des besoins de chaleur en période estivale.

5.4.2 Contexte européen et français

En Europe

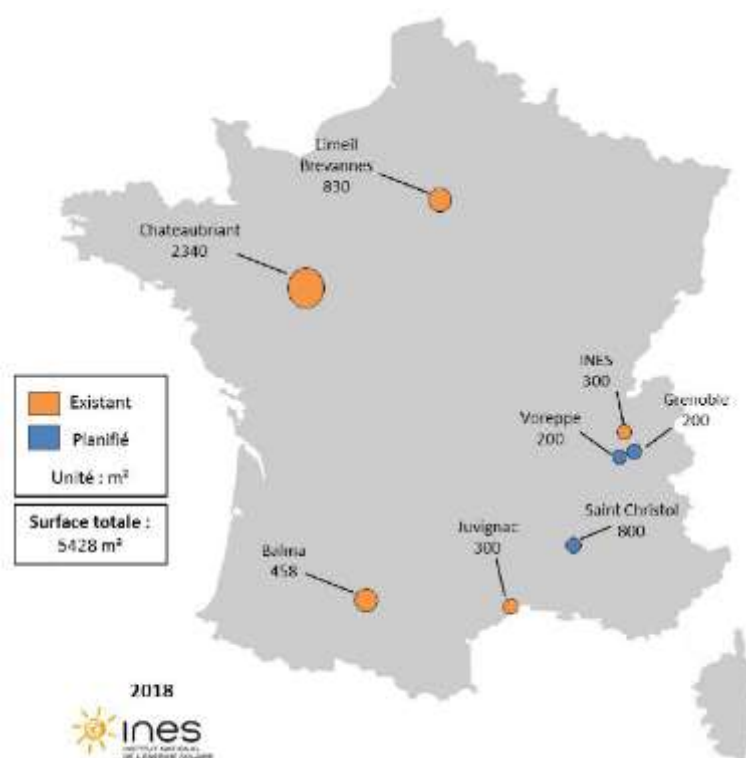
Jusqu'à présent, 300 réseaux avec une puissance solaire thermique supérieure à 350 kWhth (~500 m²) ont été installés en Europe. Ce marché a vu une expansion considérable au Danemark et une forte croissance dans d'autres pays tels que l'Autriche, l'Allemagne et la Suède. La capacité totale installée s'élève à 1 100 MWth (1,6 millions de m²) et la croissance moyenne annuelle du marché depuis ces 5 dernières années a dépassé les 35%. D'autres pays européens ont suivi leurs pas et d'autres marchés sont en développement.

En France

En 2016, la France comptait 2 millions de m² de panneaux solaires thermiques. La loi sur la transition énergétique (LTECV de 2015) et le plan solaire de juin 2018 visent à doubler cette surface d'ici à 2025. Les opérations en solaire thermique sur bâtiment devraient concentrer plus de la moitié de l'effort. Quant à celles en industrie et sur réseaux de chaleur, elles devraient être multipliées par 10 pour atteindre l'objectif requis, fixé à **300 000 m²**.

En 2018, le marché des réseaux de chaleur solaire thermique est encore embryonnaire en France avec 5 réseaux de chaleur solaire en service.

Figure 56 : Carte des réseaux de chaleur en France en 2018 [Source : INES]



La plus grosse opération de ce type s'est faite en Pays de la Loire à Châteaubriant (44). Cette installation produit environ 900 MWh/an de chaleur solaire, couvrant 4% de la demande en chaleur du réseau de la ville. Ce projet a été financé par la collectivité (Ville de Châteaubriant) avec l'aide du Fonds Chaleur.



Figure 57 : Vue aérienne de la centrale solaire de Châteaubriant, France [source : Ville de Chateaubriant]

5.4.3 La ressource solaire

La ressource solaire à l'échelle nationale

L'irradiation solaire est présente sur tout le territoire français. Elle est caractérisée par un nombre d'heure d'ensoleillement moyen, et d'une quantité d'énergie reçue au m^2 . La carte suivante présente les différents niveaux d'irradiation solaire récupérable sur le territoire sur le plan horizontal.

La ressource solaire est variable tout au long de l'année et au long de la journée, la quantité d'énergie solaire récupérable varie de manière identique. Un stockage de chaleur (journalier ou de plus longue durée) est nécessaire si l'on souhaite modifier le profil de la production solaire.

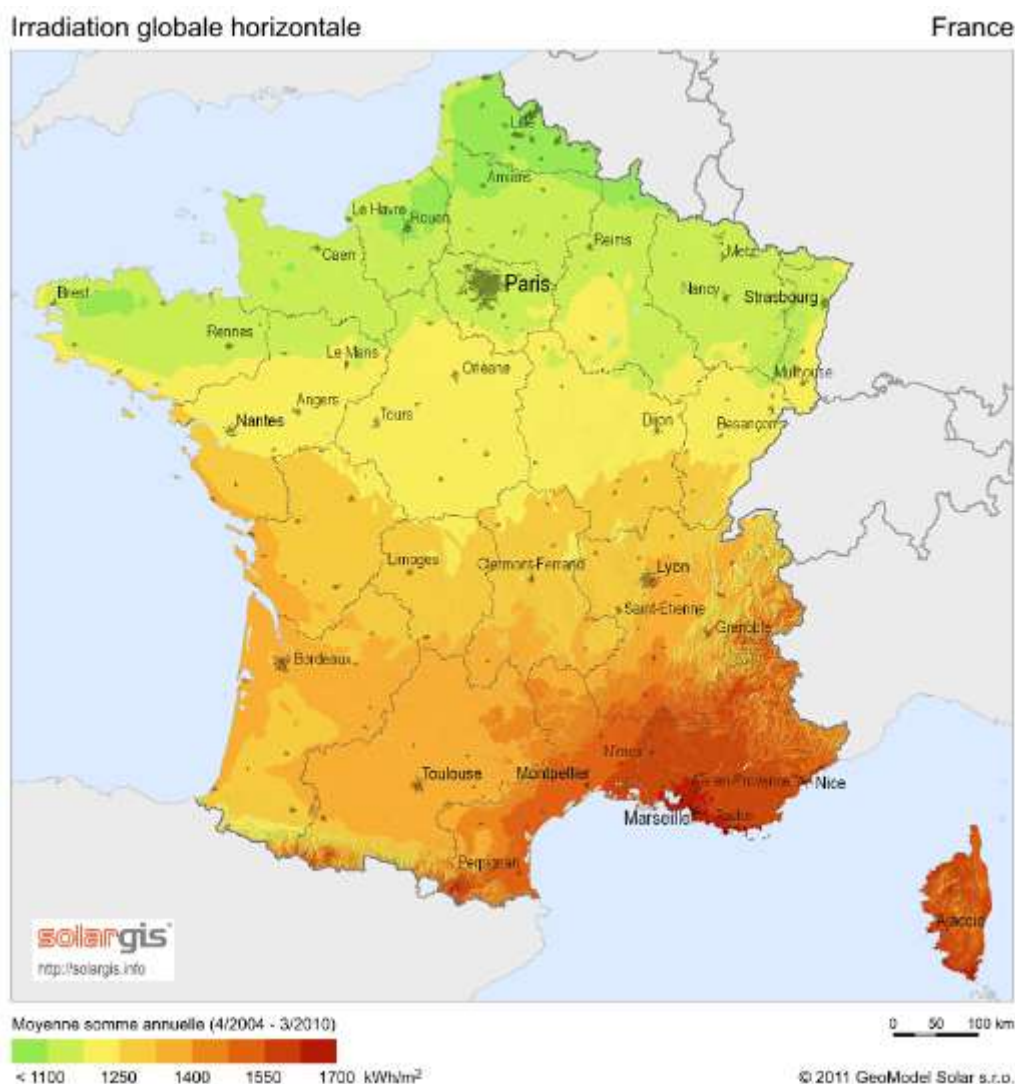


Figure 58 : Carte de France du niveau moyen d'irradiation solaire global entre 2004 et 2010 [Source : SOLARGIS]

La ressource solaire sur le territoire du Mans

Au Mans, la moyenne du nombre d'heures d'ensoleillement annuel entre 2009 et 2019 est de **1 871 heures** (pour environ 2 920 heures à Nice et 1 710 heures à Lille).

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
1914	1929	1916	1800	1645	1884	1932	1722	1791	2004	2049

Tableau 32: Nombre d'heure d'ensoleillement sur Le Mans-Arnage (Source : www.infoclimat.fr)

L'irradiation moyenne au sol sur 10 ans (2005-2016) est de 1 202 kWh/m².an. L'**irradiation** sur le plan incliné de 30°/horizontal est de **1392 kWh/m².an**.

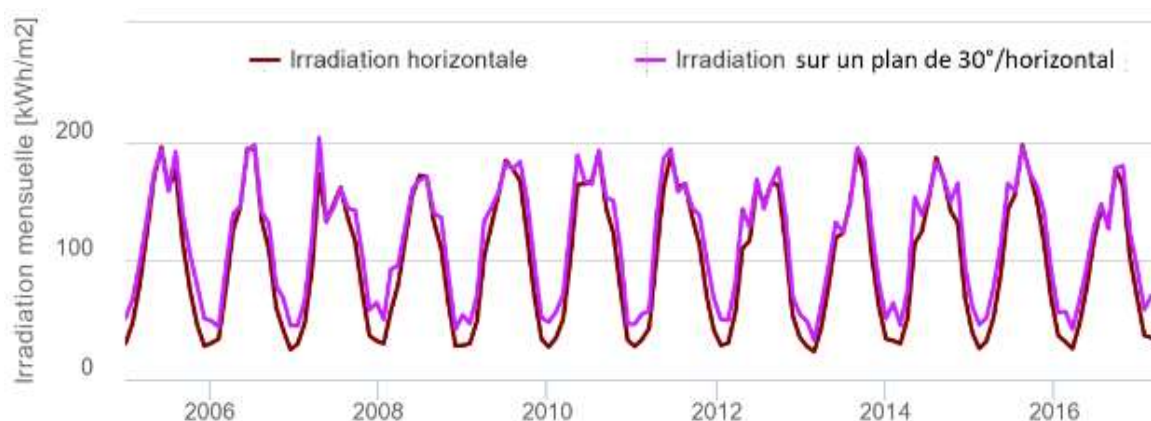


Figure 59 : Irradiation solaire Le Mans de 2005 à 2016 [source : SOLARGIS-SARAH]

5.4.4 Implantation des capteurs solaires

Sur un hectare de terrain, le solaire thermique peut produire entre 1,2 GWh et 2 GWh de chaleur par an. Il est nécessaire de trouver des terres proches du réseau de chaleur. Les différents types d'implantation possible sont les suivantes [source : AMORCE/SOLITES, projet IEE SDHPlus] :

Au sol :	Posé ou intégré en toiture de bâtiment :	Intégré à des infrastructures :
• Simple et pratique si des espaces disponibles • Jusqu'à 50 000 m² • Coût d'investissement plus faible à surface égale	• En contexte urbain • Plus complexe • Contraintes architecturales • Utilisation de surface existantes	• En contexte urbain • Utilisation d'infrastructure existantes
 	 	 

Dans tous les cas on privilégiera les zones :

- Sans ombrages ni masques importants (autres bâtiments en hauteur, colline ou montagne),
- Orienté le plus possible au Sud possible,
- A proximité d'une branche importante du réseau ou d'une chaufferie.

5.4.5 L'intégration du solaire thermique dans les réseaux de chaleur

Les installations solaires peuvent être raccordées de différentes façon sur le réseau. Deux grandes catégories sont identifiées :

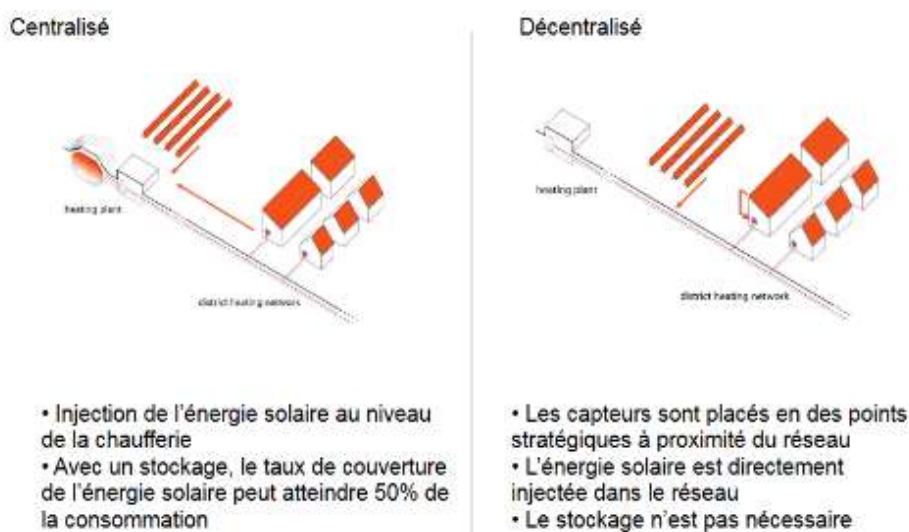


Figure 60 : Solutions d'intégration du solaire sur réseau de chaleur [source : SOLITES, projet IEE SDHPlus]

Elles sont adaptables sur différents types de réseaux de chaleur. Les paragraphes suivants présentent des exemples d'installations en fonctionnement.

Exemple en quartiers neuf

L'écoquartier des Temps Durables à Limeil Brévanne (94, France)¹¹ alimenté: avec des installations solaire photovoltaïques, pompes à chaleur, solaire thermique (2 290 m²), biomasse solide (800 kW) et biomasse liquide (2 MW) pour un réseau de chaleur 100% ENR.

Figure 61 : Projet de construction de l'écoquartier des Temps Durables à Limeil Brévanne (94)



Le solaire thermique représente 14% de la production de chaleur. Les installations desservent via le réseau 1250 logements et 4000 m² de commerce.

¹¹ <http://reseaux-chaleur.cerema.fr/reseau-de-chaleur-de-lecoquartier-des-temps-durables-limeil-brevannes-val-de-marne>

Exemple en communes rurales

À Büsingen en Allemagne, 1 090 m² de panneaux solaires couvrent la totalité du besoin en chaleur de 100 bâtiments pendant l'été, remplaçant ainsi l'utilisation non rentable d'une chaufferie bois sur cette période.

Ce réseau de chaleur est en fonctionnement depuis 2013.



Figure 62 : Centrale de production solaire de Busingen, Allemagne [source : Ritter XL Solar]

Exemple en zones urbaines et villes

Dans la ville de Graz, en Autriche, plus de 13 000 m² de panneaux solaires thermiques alimentent directement le réseau de chaleur principal de la ville à trois emplacements différents.



Figure 63 : Usine de traitement des déchets à Graz, Autriche [Source : SOLID, 2017]

Exemple de réseaux de chaleur multi-énergie (SmartGrid)

Les grandes installations solaires peuvent aussi être combinées avec d'autres technologies de production de chaleur. Au Danemark, plusieurs **réseaux de chaleur multi-énergie** sont en fonctionnement.

L'un d'entre eux, situé à **Gram**, est équipé de 44 800 m² de panneaux solaires thermiques, d'une pompe à chaleur, d'une cogénération gaz naturel, d'une résistance électrique (Power to Heat) et d'une chaudière d'appoint au fuel. Un stockage thermique en fosse de 122 000 m³ apporte de la flexibilité entre les différentes sources de chaleur pour adapter la production aux fluctuations du prix de l'électricité. La centrale solaire et le stockage mobilisent une surface totale de 128 500 m² dont 23 000 m² pour le stockage.



Figure 64 : Installation solaire et stockage inter saisonnier en puits [Source : RAMBOLL, 2017]

Critères pour une intégration favorable

Pour déceler les opportunités d'intégrer du solaire thermique dans un réseau de chaleur, plusieurs critères doivent être réunis au préalable :

Un réseau qui fonctionne toute l'année

L'irradiation solaire est répartie de façon non uniforme sur l'année : la quantité et le nombre d'heures d'ensoleillement est plus important l'été. Pour maximiser la production solaire utile et minimiser les coûts, il convient qu'il y ait une adéquation entre la demande et la production.

Des températures de retour les plus basses possibles

Le solaire thermique cible en priorité les réseaux ayant des températures de fonctionnement inférieures à 100°C.

Des **actions d'abaissement des températures de retour des réseaux** permettent ainsi d'améliorer le rendement des installations solaires et de diminuer les pertes réseaux.

La température de retour au point de raccordement doit être la plus faible possible. En effet, le rendement des panneaux solaires diminue rapidement lorsque la température de retour augmente :

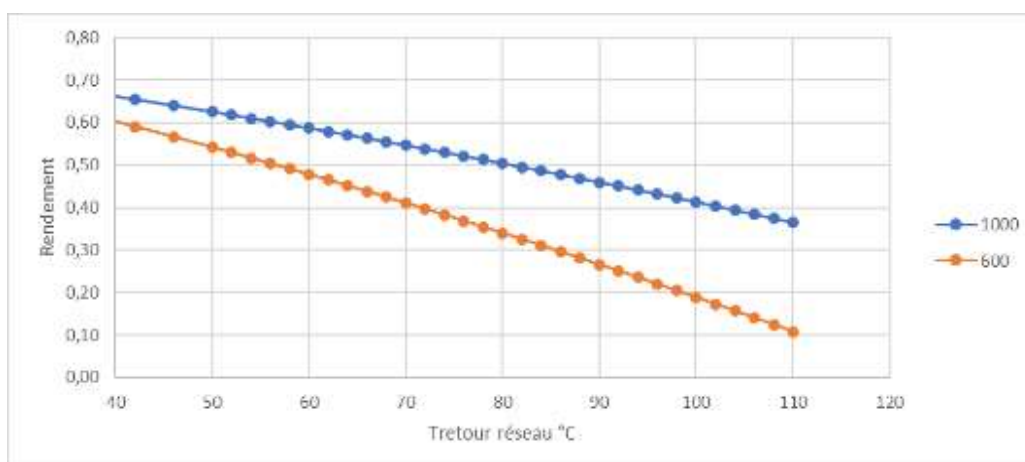


Figure 65 : Exemple de courbe de rendement d'un capteur solaire thermique (source : ITherm Conseil)

Exemple :

- A une puissance de 1000 W/m², le rendement des capteurs augmente de 5% tous les 10°C de baisse de la température de retour du réseau.
- A une puissance de 600 W/m², le rendement des capteurs augmente de 7% tous les 10°C de baisse de la température de retour du réseau.

Limiter la compétition avec les autres ENR&R

Les **réseaux disposant des types de production ci-après présentent moins d'intérêt que les autres, car le solaire aura du mal à présenter un compétitive** :

- **Valorisation de chaleur de récupération sur UIOM** : cette chaleur est souvent excédentaire en été, et très bon marché, ce qui est le cas sur le réseau SYNER'GIE.
- **Géothermie** : les coûts d'investissement étant déjà élevés et la valorisation de l'outil étant faible en été, il sera difficile d'investir en plus dans du solaire, une solution coûteuse. Comme la géothermie, le solaire a beaucoup de CAPEX et peu d'OPEX, la balance R1/R2 est donc à trouver.

Les **réseaux disposant des types de production ci-après présentent un fort intérêt** :

- **Réseaux chauffés au fioul ou au gaz sans autre source renouvelable**, en première brique du verdissement.
- **Réseaux dont la chaudière bois est arrêtée l'été** : l'évolution des besoins énergétique du réseau (densification, augmentation des consommations) ne doit pas remettre en cause l'équilibre et l'intérêt du solaire, il est donc à prendre en compte lors de l'étude de faisabilité.

Trouver une zone d'implantation favorable

Il faut compter environ 3 m² de terrain pour 1 m² de capteurs, il faut donc d'importantes surfaces de disponibles pour mettre en place un réseau de chaleur solaire. Pour le choix des terrains, il faut :

- privilégier ceux non utilisables pour la construction : les friches industrielles, les terrains en bordure d'autoroute ou de voie de chemin de fer, à proximité de rivière, les anciennes

décharges ou carrières... Les ombrières de parking peuvent être utilisées mais présenteront un coup de génie civil important, qui peut mettre à mal l'économie du projet.

- qu'il n'y ait pas de masques solaires, c'est-à-dire pas d'ombrages et permettant l'orientation des capteurs au sud.
- une distance au réseau de chaleur ou à la chaufferie la plus faible possible.
- envisager le cas échéant d'utiliser plusieurs terrains ayant peu de distance entre eux pour faire plusieurs champs de capteurs.
- un accès facile pour la pose et pour l'entretien des capteurs solaires.

Les toitures peuvent être utilisées, celles de la chaufferie par exemple. L'utilisation des toitures des abonnés peut également être envisagée, pour des projets innovants avec des « consom-acteurs » par exemple, mais ce type d'installation n'a encore jamais été réalisé en France, faute de rentabilité économique.

Identifier les contraintes réglementaires

Il y a peu de contraintes réglementaires concernant la création de réseaux de chaleur solaires.

- Pour des implantations au sol, il convient de respecter les contraintes d'urbanisme et de protection de la nature.
- Pour des implantations en ville, il faut vérifier que la zone ne soit pas située en périmètre ABF,
- Une attention sera portée aux zones inférieures à 5 km d'un aéroport, à moins de 1km une étude d'éblouissement doit être réalisée,
- Pour toute nouvelle construction, un permis de construire doit être déposé.

5.5 La biomasse

La matière première de la filière biomasse provenant de sources vivantes, celle-ci répond donc à un certain cycle de vie. Pour que la ressource soit qualifiée de renouvelable, il ne faut pas que cette dernière soit surexploitée, ni que son exploitation bouleverse la biodiversité ou l'équilibre entre les différents usages des terres.

Cette énergie est donc considérée comme une énergie renouvelable à condition que les forêts bénéficient d'une gestion durable et que la somme des émissions de gaz à effet de serre liées aux transformations, aux transports et à la combustion puisse être absorbée lors de la croissance des arbres. La biomasse s'appuie donc sur le cycle du carbone et la capacité métabolique des arbres à réaliser la photosynthèse.

5.5.1 Principe

Principe de la production de chaleur

Le principe de fonctionnement est simple mais impose des contraintes pour la livraison/stockage, pour le contrôle des émissions, pour le traitement des fumées ainsi que pour la récupération des cendres. Cette filière permet d'intégrer facilement une énergie renouvelable à l'ensemble des réseaux, qu'ils soient vapeur, eau surchauffée ou eau chaude.

Elle permet aussi une revalorisation des résidus cendreux issus de la combustion (en engrais) et même dans certains cas une revalorisation des fumées permettant ainsi un développement de l'économie locale avec l'apparition de nouveaux emplois.

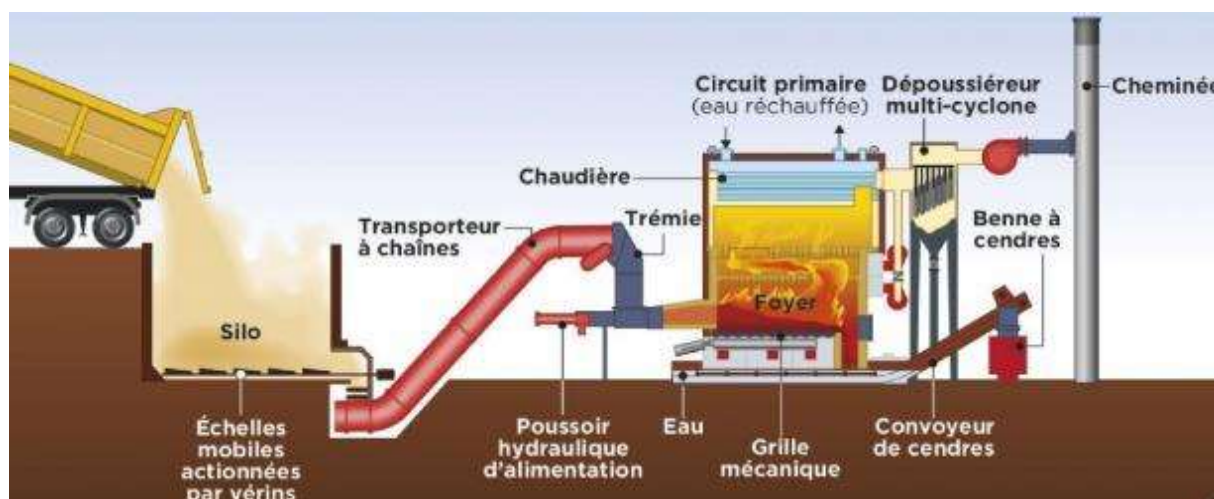


Figure 66 : Schéma de principe du fonctionnement d'une chaufferie biomasse [Source : IDé]

Une fois livré, le combustible est stocké avant d'être inséré dans le foyer de la chaudière. Il subit alors différentes transformations lors du passage à travers les deux types d'échangeurs (radiatif et convectif) :

- L'eau contenue dans le combustible s'évapore grâce à la chaleur du foyer,
- Une fois l'eau évaporée, ce sont les gaz combustibles volatils qui sont libérés par pyrolyse. Cette partie sera ensuite brûlée en phase gazeuse,
- La fraction solide restante (résidus charbonneux) brûle vers l'aval du foyer, il ne reste alors plus que des cendres,
- Un traitement des fumées s'effectue ensuite par un dépoussiéreur multicyclones, un filtre à manches traite alors les poussières restantes les plus fines.

On distingue, selon les technologies et l'utilisation souhaitée, différents combustibles pour le chauffage au bois :

- Les produits connexes issus des industries du bois : sciures, copeaux, plaquettes et broyats, dosses, chutes de tronçonnage, éléments de charpentes...
- Les produits en fin de vie : palettes ou autres éléments de bois. Ces éléments sont majoritairement issus de la grande distribution, d'industries, de déchetteries ou encore de plateformes de construction.
- Les plaquettes forestières : obtenues à partir du broyage/déchetage de végétaux ligneux sur des peuplements n'ayant subi aucune transformation.

Les différents types de biomasse

Sur les deux premiers produits, une classification a été faite en fonction de la qualité de la biomasse :

- Classe A : en majorité des palettes à usage unique et appelé bois propre est exempt de toutes peintures, plastiques, colle, traitement... Cette catégorie de bois est celle principalement utilisée dans les chaudières biomasse classique.
- Classe B : issu majoritairement des déchets du bâtiments ainsi que d'autres secteurs d'activités. Le bois de recyclage de catégorie B est composé de poutre, bois de démolition, bois pouvant être peint, vernis avec présence de colle, et nécessite donc un traitement des fumées plus approfondi.

Dans tous les cas, les paramètres jouant sur l'efficacité de ces combustibles sont l'humidité, la granulométrie, les taux des différents composés (azote, soufre, chlore, potassium), le taux de cendres ainsi que la température de fusion de ces cendres.

A cette classification des combustibles d'origine exclusivement d'origine végétale peut s'ajouter les combustibles solides de récupération (CSR), qui se trouvent à la frontière entre la biomasse et le déchet habituellement incinéré ou enfoui. Il s'agit d'un combustible fabriqué à partir de déchets combustibles (refus de tri, encombrants, ordures ménagères résiduelles...), pour être brûlé dans des

chaudières adaptées, sur le même principe que la biomasse. Ce CSR est issu du tri des déchets, et composé principalement :

- De bois, provenant par exemple de meubles déposés en déchetterie, de menuiserie de démolition, de déchets de chantier ou de palettes ;
- Des textiles ;
- Des plastiques, mousses, polystyrène ou élastomères ;
- De cartons et papiers ;
- De matière indésirables non combustibles (métaux, minéraux) qui se retrouvent dans les CSR par imperfection du tri ;

La composition du CSR impose donc une plus grande robustesse des installations, et un traitement plus poussé des fumées en raison des différents composés.

5.5.2 La ressource biomasse en Pays de la Loire

La répartition territoriale de la ressource

La forêt couvre 342 000 ha de la région Pays de la Loire, soit 15% de la surface régionale. Cette moyenne masque néanmoins de fortes disparités par département : de 22% pour la Sarthe à 10% pour la Vendée.

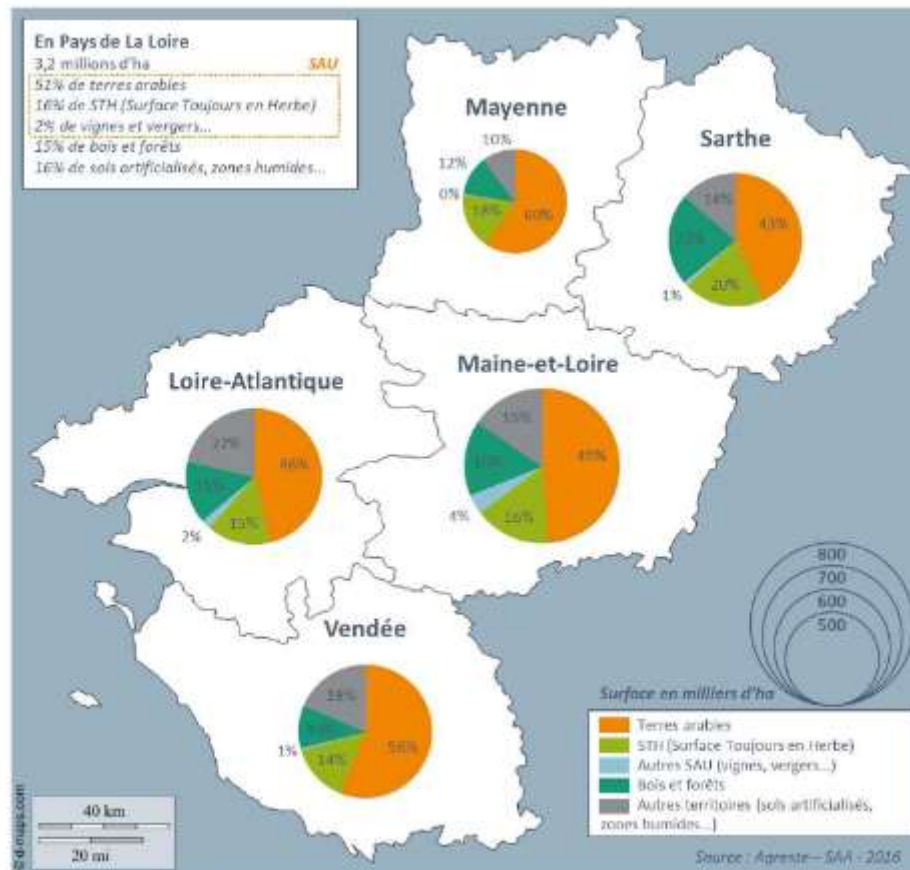


Figure 67 : Répartition des terres dédiées à la biomasse en Pays de la Loire [Source : Agreste]

En 2018, 1 075 600 m³ de bois ont été récoltés en région Pays de la Loire, soit une hausse de 10% par rapport à 2017. Au niveau national, l'augmentation est plus limitée (+1,4%). Avec moins de 3% du volume national, la région Pays de la Loire se place au neuvième rang des treize régions métropolitaines.

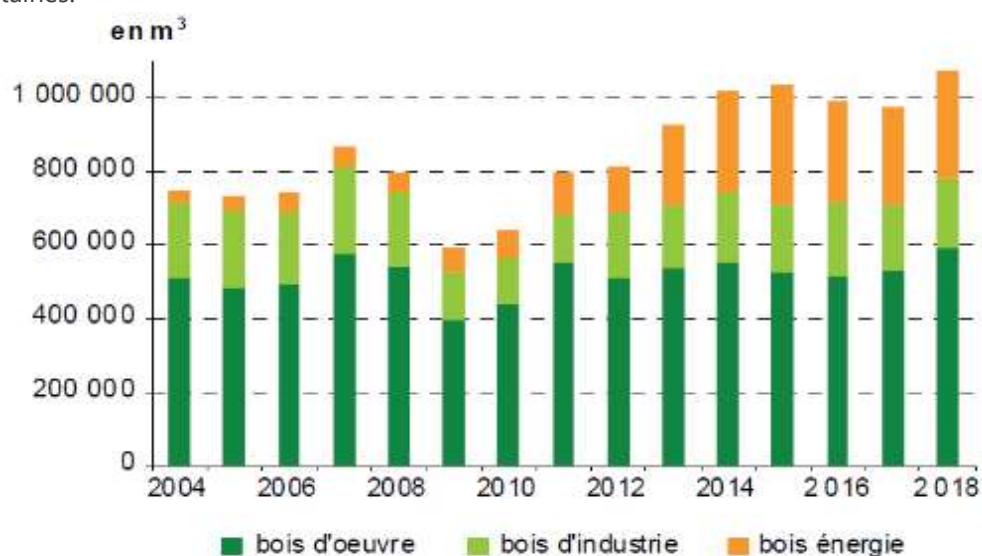


Figure 68 : Evolution de la récolte de bois de 2004 à 2018 en Région Pays de la Loire [Source : Agreste]

La valorisation de la ressource

Le tonnage de bois destiné à la production d'énergie a augmenté de 11% en 2018, plus qu'en France (+2%). Il représente 27% de la récolte régionale, contre 22% en France. Ce bois est vendu sous forme de rondins ou de bûches ou sous forme de plaquettes forestières broyées en forêt sur coupe ou bord de route. Dans la région, les plaquettes forestières représentent 55 % du volume de bois énergie, contre 32 % en France.

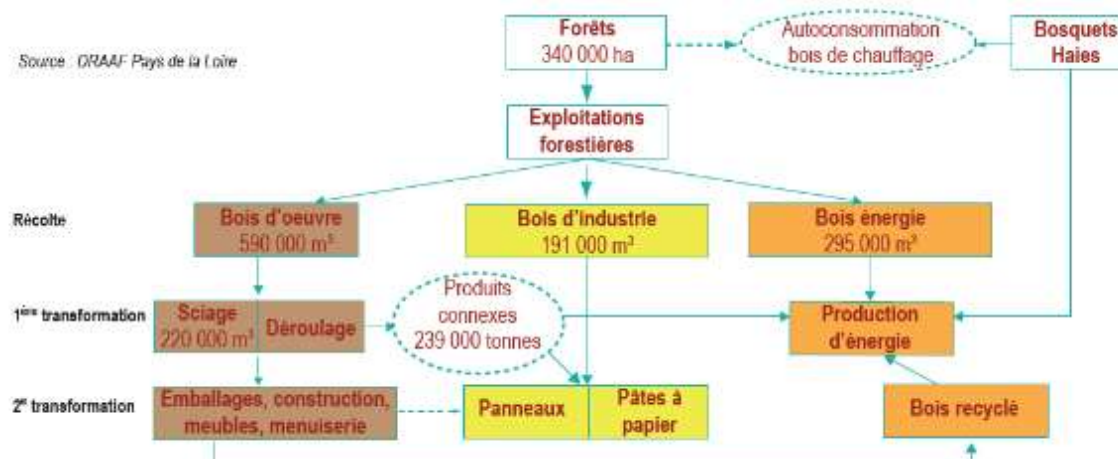


Figure 69 : Schéma des flux de bois en 2018 en Pays de la Loire [Source : DRAAF]

D'après une étude réalisée par ATLANBOIS, la région Pays de la Loire, disposait en Septembre 2018 de :

- Plus de 300 chaufferies industrielles et collectives pour 570 000 tonnes de bois consommées par an,
- 465 000 appareils individuels (poêles, inserts, chaudières...) pour 1 million de tonnes de bois consommées par an par les particuliers.

Pour alimenter les chaufferies industrielles et collectives, la région Pays de la Loire dispose de plus d'environ 25 fournisseurs. De nombreuses plateformes bois sont déjà présentes sur le territoire des Pays de la Loire.



Figure 70 : Cartographie des plateformes d'approvisionnement en bois autour de la Sarthe [Source : ATLANBOIS]

Une ressource sous-exploitée

Une étude menée par l'ADEME et ATLANBOIS, en 2016, démontre que la ressource bois régionale est sous-exploitée. Les ressources produites (tout usage confondu) sont estimées à 4,6 millions de tonnes par an et proviennent majoritairement de la forêt, mais également de l'agriculture, de l'entretien du bocage, du bois d'élagage et de la collecte des déchets de bois. La moitié de cette ressource est aujourd'hui exploitée et valorisée.

Le potentiel de développement de la ressource bois-énergie est estimé à l'horizon 2030 à 700 000 tonnes de bois supplémentaire par an à l'échelle de la région. Le département de la Sarthe dispose d'un potentiel de 220 000 tonnes de bois/an, sans compter les flux interdépartementaux possibles [source : ATLANBOIS].

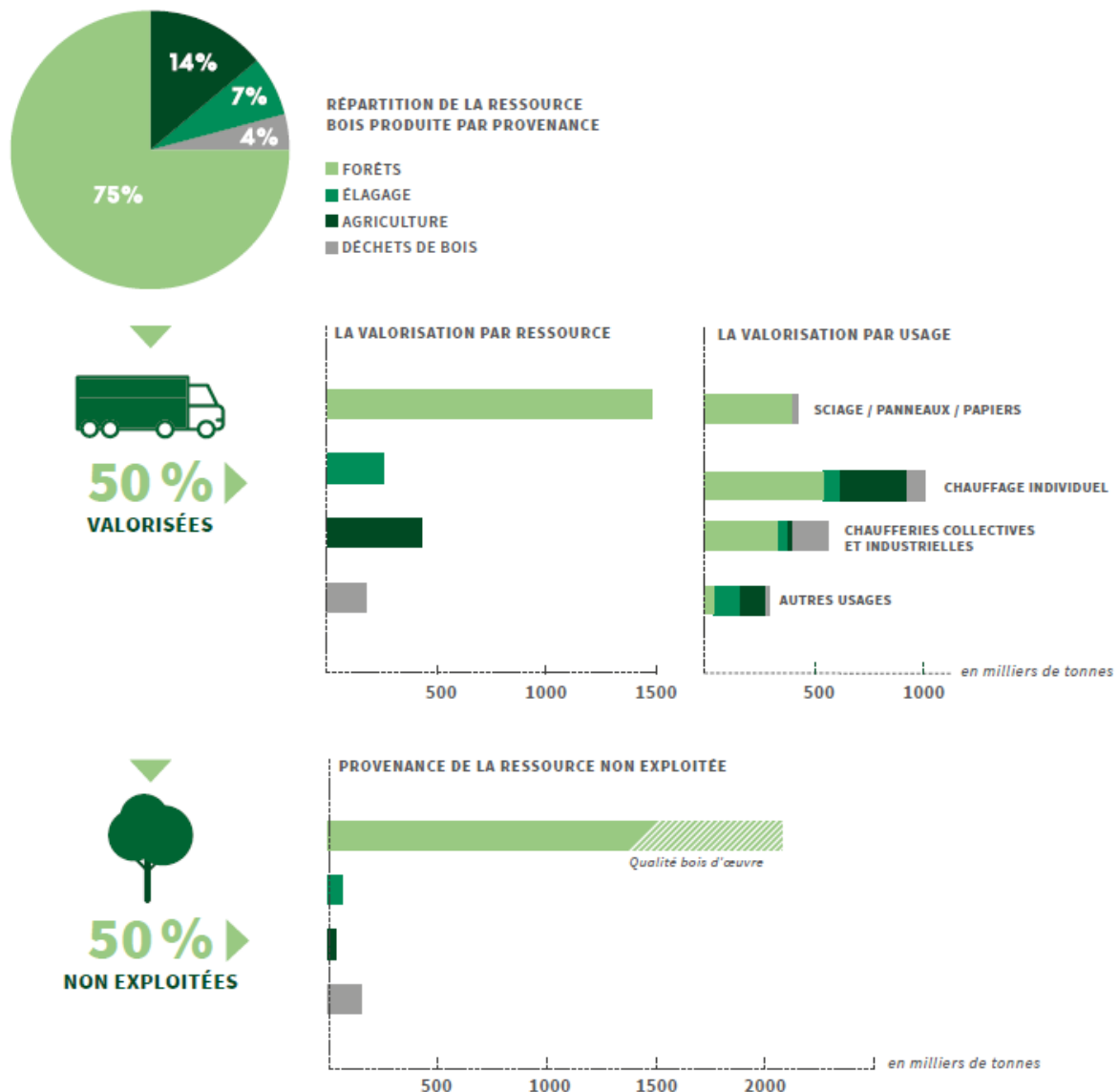


Figure 71 : Schémas de valorisation de la ressource bois en Pays de la Loire [Source : ATLANBOIS]

Les données confirment qu'il est envisageable de doubler le parc de chaufferies collectives et industrielles sans mettre en péril la ressource, soit une augmentation annuelle de plus de 700 000 tonnes de bois énergie à moyen terme [Source : ATLANBOIS].

Concernant le CSR, ce combustible est très peu utilisé en France (une dizaine d'installations existantes, dont une seule sur réseau de chaleur à notre connaissance, à Laval). Une présentation de l'ADEME de 2018 estime à 1,5 Million de Tonnes par an la quantité de CSR valorisable d'ici 2025 en France (hors cimenterie), soit environ 4 950 GWh/an.

5.5.3 Les contraintes au développement de la filière

Les conditions d'implantation d'une chaufferie biomasse ou CSR sont relativement contraignantes. En effet :

- Une emprise au sol importante est requise pour garantir l'implantation des zones de stockage, de manutention et les installations de combustion,
- L'accès pour les livraisons de combustible doit être aisé (réseau routier, voies ferrées...),
- L'emplacement doit être pertinent vis-à-vis du tracé du réseau projeté ou à équiper.

Une chaufferie biomasse est une ICPE à plusieurs titres :

- En tant que chaufferie, il s'agit d'une ICPE sous la rubrique 2910A soumise à déclaration si la puissance est supérieure à 1 MW et inférieure à 20 MW ou à autorisation si la puissance de la chaufferie est supérieure à 20 MW,
- En tant que dépôt de bois sec ou matériaux combustibles analogues, il s'agit alors d'une ICPE sous la rubrique 1532 soumise à déclaration.

Les chaufferies CSR sont quant à elles soumises à la réglementation ICPE sous la rubrique 2910 B et 2971 (Installation de production de chaleur ou d'électricité à partir de déchets non dangereux préparés sous forme de combustibles solides de récupération). Elles sont soumises à autorisation.

L'ensemble des obligations réglementaires sont définies par la catégorie de classement. En exploitation, ces installations doivent faire l'objet d'un contrôle rigoureux :

- Des émissions, pour vérifier le bon traitement des fumées et de récupération des cendres, et ainsi éviter toute pollution atmosphérique.
- De gestion de l'approvisionnement.

En outre, un projet de création d'une chaufferie biomasse peut être perçu comme une source de nuisance supplémentaire par la population locale (bruit, dégradation du paysage, pollution atmosphérique) et des contraintes supplémentaires peuvent venir s'ajouter lors de la mise en place d'un tel projet. Des solutions à ces nuisances peuvent être trouvées (enregistrement et mise à disposition en continu des enregistrements de qualité de l'air par exemple).

5.5.4 Le Schéma Régional Biomasse (SRB)

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte définit des objectifs ambitieux pour le développement des énergies renouvelables, notamment des énergies produites à partir de la biomasse (bois, biodéchets, matières végétales, effluents d'élevages...).

En Mars 2017, la région Pays de la Loire a lancé son schéma régional biomasse, avec les objectifs de dresser un état des lieux des ressources en biomasse susceptibles d'avoir un usage énergétique et de déterminer des orientations et actions à mettre en œuvre à l'échelle régionale ou infrarégionale pour favoriser la mobilisation de ces ressources et le développement des filières énergétiques correspondantes (bois-énergie, méthanisation...).

Ce travail, mené avec les acteurs de la filière, prend en compte la multifonctionnalité des espaces naturels, notamment des espaces agricoles et forestiers, les usages existants et la durabilité de ces ressources, les enjeux environnementaux et l'intérêt économique des différents secteurs.

Le projet de rapport de mars 2020 de la SRB présente les gisements et le potentiel à échéance 2030 pour la région Pays de la Loire pour les différentes filières de valorisation.

En milliers de tonnes	2016		2030		Progression du volume valorisé en énergie	
	Gisement estimé	Volume valorisé en énergie	Gisement estimé	Objectifs de mobilisation en énergie	En milliers de tonnes	En ktep
Ressources méthanisables	33 635	615	33 450	7 195	+ 6 580	+ 176
Ressources pour la combustion	4 785	1 435 (dont 720 en autoconsommation pour le chauffage domestique)	4 560	2 135 (dont 720 en autoconsommation pour le chauffage domestique)	+ 700	+ 172

Rmq : des doubles comptes existent sur l'estimation du gisement, les ressources issues des déchets verts et des plantes invasives pouvant être valorisées à la fois par voie humide ou par voie sèche.

Tableau 33: Gisement et potentiel biomasse en Pays de la Loire (Source : SRB mars 2020)

A partir de l'état des lieux des ressources ligériennes réalisé dans le cadre du SRB, la production issue du bois énergie est estimée à **2116 GWh_{PCI} en 2016** (182 ktep 715 000t hors volumes autoconsommés (c'est-à-dire hors circuits commerciaux) pour le chauffage domestique considéré stable à l'horizon 2030).

Les **objectifs de mobilisation à l'horizon 2030 sont de 4116 GWh_{PCI}** (354 ktep) issus de 1,4 millions de tonnes de bois ligérien à mobiliser (hors volumes de bois autoconsommés pour le chauffage domestique). Les volumes supplémentaires à mobiliser entre 2016 et 2030 représentent + 700 000 tonnes soit +2000 GWh_{PCI}.

Les principales ressources mobilisables sont issues de la forêt et des industries du bois, puis les bois en fin de vie et le bois bocager. Le gisement étant estimé à 4 560 milliers de tonnes de bois en 2030, une

consommation de 2 135 milliers de tonnes représentera 47% du gisement et ne mettra donc pas en péril la ressource.

À noter que l'objectif fixé par le SRCAE de 1 628 GWh_{PCI} à l'horizon 2020 pour les installations de combustion bois industrielles et collectives (hors bois domestique), est déjà atteint par la filière.

⇒ **Le potentiel de développement de la filière de la biomasse en Pays de la Loire, montre que de nouveaux projets peuvent être développés sur le territoire de Le Mans Métropole sans contrainte d'approvisionnement**

⇒ **Le développement d'installations de combustion de CSR et la structuration de la filière amont présentes aussi un potentiel important pour de nouveaux projets.**

5.6 La cogénération biomasse

Technologie

Le principe de la cogénération est la production et la valorisation simultanée de chaleur et d'électricité. Pour ce faire, on utilise l'énergie contenue dans la biomasse en la convertissant en vapeur haute température et haute pression dans une chaudière. Cette vapeur est ensuite :

- détendue au travers d'une turbine qui, couplée à un alternateur, produit de l'électricité ;
- valorisée à travers un consommateur de chaleur sous forme d'eau chaude ou de vapeur.

Il existe deux types de turbine à vapeur pour la cogénération [source : ADEME].

Les turbines à condensation avec extraction

La quantité de vapeur requise pour les besoins thermiques est soutirée entre l'entrée et l'échappement de la turbine, au niveau de pression souhaité. Le reste de la vapeur poursuit sa détente dans la turbine jusqu'à une pression très basse (se rapprochant du vide). La vapeur à l'échappement est alors condensée dans un condenseur. L'eau ainsi formée est pompée et renvoyée à la chaudière.

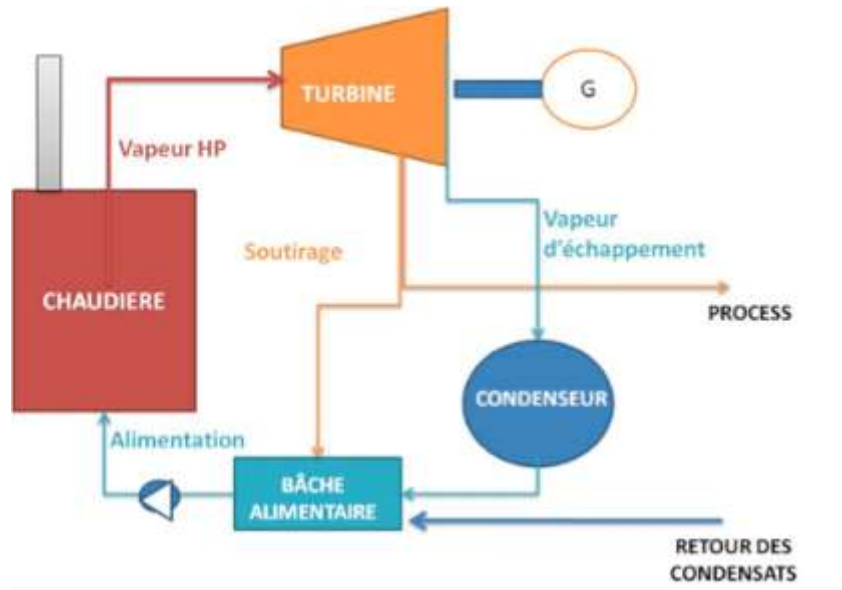


Figure 72 - Schéma de principe d'une centrale avec turbine à condensation [source : Enertime]

Les turbines à contre-pression

La vapeur sort de la turbine à une certaine pression, qui est imposée par le procédé en aval (mise à disposition de la chaleur). La vapeur dans la turbine est donc détendue jusqu'à une pression supérieure à la pression atmosphérique, puis est envoyée directement au procédé (ou via un échangeur pour des besoins en eau chaude) qui sert donc de condenseur. La détente de la vapeur est moins poussée et le rendement électrique est par conséquent plus faible.

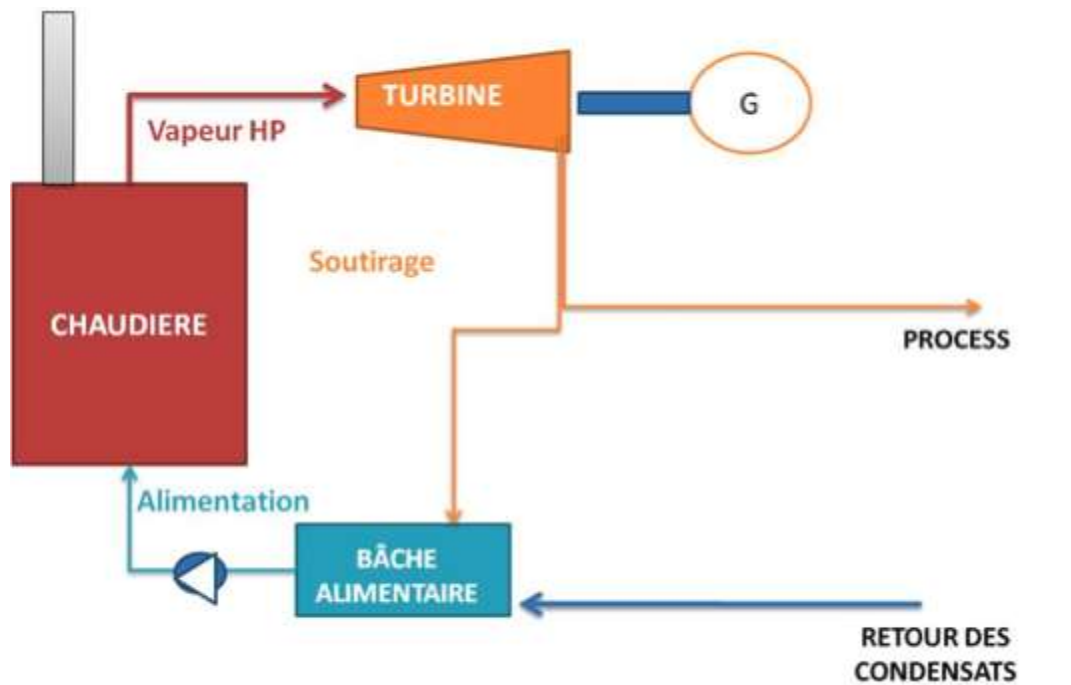


Figure 73 - Schéma de principe d'une centrale avec turbine à contre-pression [source : Enertime]

Les installations ORC

Ces installations sont adaptées à partir d'une centaine de kW électriques et jusqu'à 2/3 MWe, pour des applications eau chaude jusqu'à 110°C. Pour des unités alimentant des applications d'eau chaude (réseau de chaleur, séchage, serres...) et/ou ayant à leur disposition des sources de température plus faibles, des applications utilisant d'autres fluides thermodynamiques (notamment organiques) ont été développées.

La technologie des cycles organiques de Rankine (ORC) est très proche de la technologie utilisée dans les cycles vapeur : un fluide de travail est chauffé et vaporisé grâce à une source chaude. La vapeur est ensuite détendue dans une turbine pour produire de l'électricité. Le fluide est enfin condensé pour fermer le cycle thermodynamique.

La différence entre les cycles classiques vapeur et les cycles organiques réside donc dans le choix du fluide de travail : un fluide organique (par exemple de type huile, qui ne se dilate pas et reste sous forme liquide à la température de 350 °C) est préféré à l'eau pour bénéficier de caractéristiques (température de vaporisation, pression...) mieux adaptées aux applications visées.

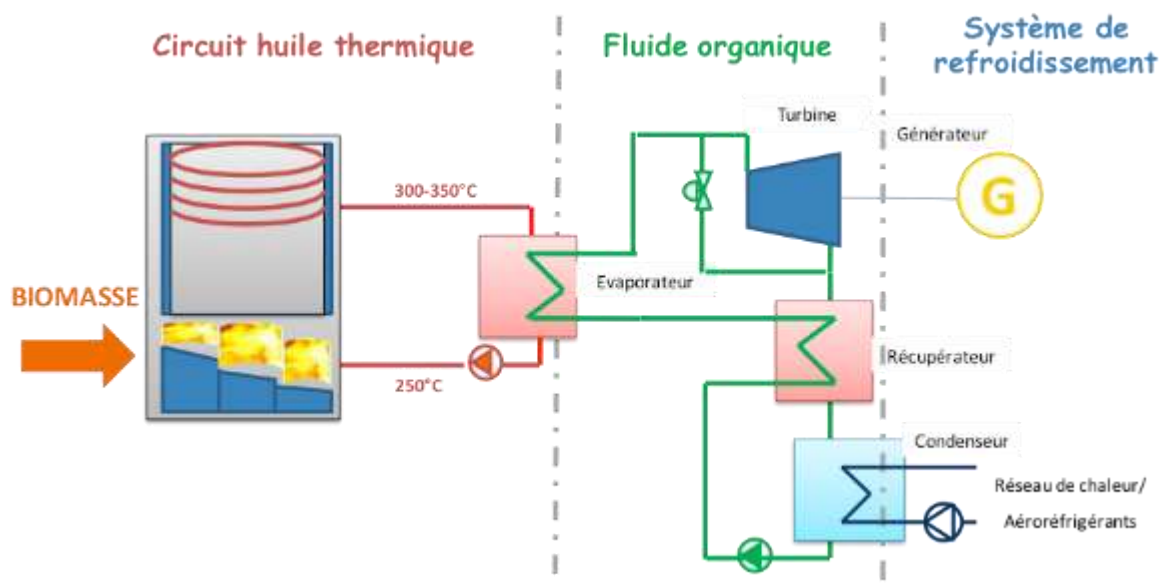


Figure 74 - Schéma de principe d'une chaufferie biomasse associée à un cycle ORC [source : Enertime]

Selon l'ADEME et la CRE, un projet de cogénération biomasse doit veiller au respect de deux points essentiels afin d'optimiser l'utilisation de la ressource biomasse :

- une efficacité énergétique moyenne annuelle élevée supérieure à 70 % pour respecter les préconisations de la directive européenne sur la cogénération à haut rendement ;
- un plan d'approvisionnement garantissant la mobilisation des ressources biomasse nécessaires au fonctionnement de l'installation dans le cadre d'une gestion durable.

Les appels d'offre de la CRE

La cogénération biomasse fait l'objet d'un appel d'offre de la CRE. En 2019, la 3^{ème} période de l'appel d'offre CRE5 concerne les installations entre de 300 kWe et 10 MWe pour les chaufferies, de plus de 500 kWe pour la méthanisation.

Les 14 installations lauréates de cette 3^{ème} période représentent 74,1 MW électriques, elles produiront 600 GWh d'électricité et 2 800 GWh de chaleur par an. Ces installations disposent d'un contrat de complément de rémunération de l'électricité garanti pendant 20 ans avec un tarif de 113 € HT/MWhé en moyenne.

Dans la catégorie « installation de moins de 3 MW » le projet Syner'VEB porté par GEVAL (VEOLIA) au Mans est lauréat.

Rang	Nom du candidat	Nom du projet	Puissance électrique (MW)	Région - Département	Commune
1 ^{er}	Atemax France	Atemax France	1,60	Normandie - 61	Saint Langis Lès Mortagne
2 ^e	SPV-ENR1	Agri Verdon	1,00	Provence Alpes Côte d'Azur - 83	Vinon sur Verdon
3 ^e	GEVAL	Syner'VEB	2,90	Pays de la Loire - 72	Le Mans
4 ^e	SAS DUBOT Bois & Scieries	Elecbox	2,04	Auvergne Rhône Alpes - 63	Saint-Avit
5 ^e	Elecbox 56	Elecbox56	0,82	Bretagne - 56	Augan
6 ^e	SAS DE PENHOAT	COGEBIO PENHOAT	1,24	Bretagne - 29	Gouesnou
7 ^e	Cogé Kerbrat	Cogé Kerbrat	2,00	Bretagne - 29	Taulé
8 ^e	ARF (Société du groupe FLAMME)	ARF'Energie	1,21	Hauts de France - 02	Chauny
9 ^e	LANNEMEZAN BOIS ENERGIE	LANNEMEZAN BOIS ENERGIE	2,50	Occitanie - 65	Lannemezan

Tableau 34: Lauréat de l'AO CRE 5 Cogénération biomasse de moins de 3 MW de 2019 [source : CRE]

Le projet SYNER'VEB au Mans

Le projet SYNER'VEB porté par GEVAL/VEOLIA est une centrale de cogénération bois B ayant les principales caractéristiques suivantes :

- Technologie : turbine à contre-pression
- Puissance thermique théorique : 10,2 MWth
- Production de chaleur : 79 GWh/an à une température de 120°C maximum en sortie de turbine.
- Puissance électrique : 2,9 MWelec

- ITHERM CONSEIL

L'exploitation de la centrale est réalisée 24/24h à sa puissance maximale.

Le procédé a une consommation estimée entre **30 000 et 35 000 tonnes/an de « bois B »** soit en moyenne entre 120 et 140 tonnes de bois par jour.

L'approvisionnement en bois a été identifié dans un plan d'approvisionnement [document qui ne nous a pas été fourni] présenté dans les documents d'AO CRE et validé par la DREAL.

Ce plan prévoit la valorisation de bois dit de catégorie B, c'est-à-dire non sortie du statut déchet, en provenance des filières du recyclage, de l'éco-mobilier et de la démolition, dans une zone de 100 km autour du projet.

VEOLIA qui dispose d'une branche Déchet estime pouvoir valoriser 150 000 tonnes/an de déchet ne trouvant actuellement pas de débouché, sur la région Pays de la Loire. Les deux projets de Véolia (projet à Nantes et projet du Mans) permettront à Véolia de structurer la filière complète et ainsi proposer une offre de service pertinente.

Le prix du bois d'approvisionnement ne nous a pas été communiqué, il est établi par VEOLIA en tant que « prix d'accueil » en prenant en compte notamment les traitements à réaliser sur ce bois.

A noter qu'ATLANBOIS estime le prix du bois B entre -30 €/MWh et +30 €/MWh PCI tant cette filière peine à être valorisée localement.

La société de projet GEVAL créée par VEOLIA a réalisé son business model sur la base d'une fourniture de chaleur à un ou des réseaux de Le Mans Métropole, dans les conditions suivantes :

- **Vente de la chaleur à un prix identique à celui de l'UVED** (soit 21 € HT/MWh) ;
- **Condition d'enlèvement de chaleur de 79 500 MWh par an ;**
- Engagement de la métropole à calendrier daté soit au 1^{er} semestre 2021.

Les conditions d'applications des AO CRE comprennent une limite de date de mise en service (démarrage de la production d'électricité + chaleur) : pour ce projet, elle devra intervenir au plus tard au 1^{er} janvier 2023 + 7 mois (délais COVID-19) soit au **1^{er} août 2023**.

Cette installation est classée dans la **rubrique administrative ICPE 2771** « Installation de traitement thermique de déchets non dangereux ».

La mise en place du projet nécessite une superficie de 8000 à 10 000 m² (hors zone de préparation du combustible). Deux terrains ont été identifiés pour la mise en place du générateur. Ces deux terrains sont dans le périmètre du réseau de chaleur Syner'gie :

- Un terrain appartenant à Le Mans Métropole à proximité de l'UVED de La Chauvinière,
- Un terrain appartenant à VEOLIA, rue de la Foucaudière.

	Terrain Chauvinière	Terrain Foucaudière
Atouts	A proximité immédiate des 2 branches du réseau Syner'gie	Aménagement à réaliser en nombre limité Terrain appartenant à Véolia
Limites	Opération de démolition et de dépollution à réaliser Terrain appartenant à la Métropole nécessite un encadrement juridique	A 2,5 km de la branche Bords de l'Huisne du réseau Syner'gie

approprié

Tableau 35: Atouts et limites des terrains identifiés pour le projet GEVAL

Les **enjeux** de la mise en place de ce projet sont :

- L'identification de débouchés pour la chaleur produite par le projet ;
- L'identification du terrain et les conditions de son occupation (juridique, techniques et financières) ;
- Le calendrier de développement de solution(s) de valorisation de la chaleur (densification du réseau Syner'gie, futur nouveau réseau de chaleur ou autres solutions) ;
- La concurrence directe entre la chaleur déjà disponible en période estivale sur l'UVED et la chaleur du projet : risques d'augmentation de la TGAP, pénalité de 19,60 €/MWh (valeur août 2019) sur l'enlèvement de chaleur UVED ;
- Les conditions de la contractualisation entre GEVAL et Le Mans Métropole ;
- La conservation d'un équilibre financier acceptable pour le nouveau projet et son porteur GEVAL ;
- L'obtention d'aides de l'ADEME / Fonds Chaleur pour les extensions du réseau actuel et/ou les éventuels futurs réseaux qui seraient raccordés à ce projet.

5.7 Le biogaz et méthanisation

5.7.1 Principe

Le **biogaz** (biométhane) s'obtient grâce à la décomposition de matières organiques. Ce biogaz peut être :

- utilisé directeur (en sortie de production) pour la **production de chaleur** et d'**électricité** (cogénération)
- utilisé indirectement en injection dans un réseau de gaz.

Le procédé d'obtention du biogaz le plus courant est la **méthanisation**. Ce procédé consiste plus précisément en la digestion anaérobie¹² des matières organiques par des micro-organismes. C'est une réaction biologique qui se produit naturellement dans certains sédiments, marais ou rivières. Elle peut être reproduite artificiellement dans des usines de méthanisation (méthaniseur).

¹² se produisant en l'absence d'oxygène

Le procédé de méthanisation consiste en une succession de dégradations faisant intervenir pour chaque étape des micro-organismes bien spécifiques. Contrairement au compostage, ce procédé est totalement dépourvu d'apport en oxygène.

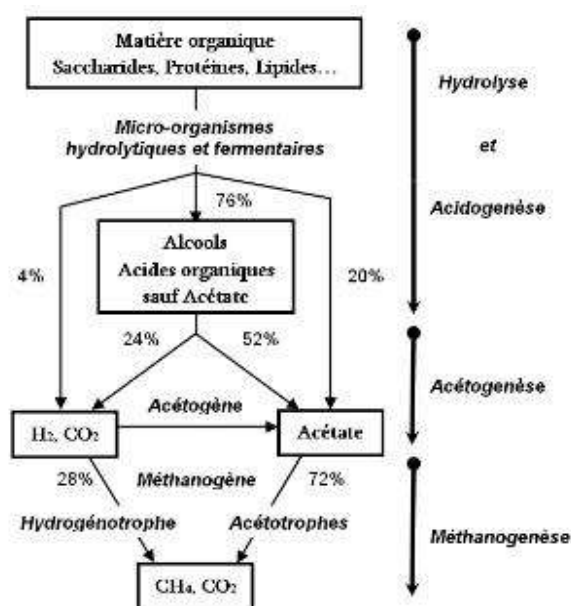


Figure 76 : Schéma des principales étapes de la méthanisation

On obtient en sortie un biogaz généralement composé à 60% de CH₄ (méthane), 30% de CO₂ et 10% d'un ensemble de gaz (H₂O, N₂, H₂, O₂ et H₂S) et des résidus solides qui servent ensuite comme fertilisants.

Ce procédé présente de nombreux avantages et notamment :

- La réduction des odeurs et de la charge pathogène des matières traitées,
- La réduction des émissions de gaz à effet de serre par les fermes,
- L'utilisation de sous-produits de l'industrie alimentaire de source non agricole,
- L'amélioration de la valeur fertilisante du fumier,
- La réutilisation de la fraction fermentescible des déchets ménagers,
- La production d'énergie.

Ce procédé présente l'avantage d'être adaptable à des déchets liquides (effluents d'élevage, boues de STEP) ainsi qu'à des déchets solides (déchets alimentaires, emballages, textiles, déchets verts, déjections animales...etc.).

La ressource (intrants)

La méthanisation se réalise à partir d'intrants collectables de différentes sources telles que :

- des déchets agricoles (fumier, lisier, sous-produits animaux, résidus de cultures...),

- des déchets de l'industrie agroalimentaire (fruits et légumes, déchets d'abattoirs ...),
- des déchets urbains (biodéchets ménagers triés, ou issus de la restauration collective, des grandes et moyennes surfaces, déchets verts, boues de stations d'épuration...),
- des déchets industriels (eaux de lavage de procédés industriels, boues industrielles...).

La valorisation de certaines de ces ressources nécessite néanmoins la mise en place de nombreuses actions et de structuration de la filière.

La valorisation du biogaz

Il existe plusieurs modes de valorisation du biogaz :

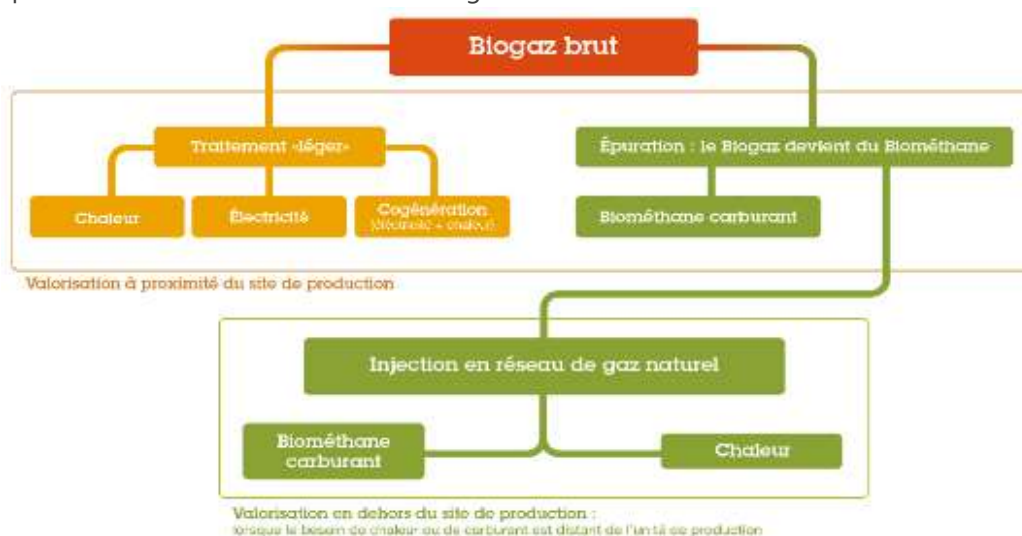


Figure 77 : Schéma du principe de valorisation du biogaz brut

Les contraintes

Cette voie de verdissement du réseau est prometteuse mais freinée de plusieurs façons :

- Encore trop méconnue du grand public,
- Le contrôle et la gestion des réactions chimiques requises sont contraignants,
- Il est primordial d'effectuer une très bonne maintenance des équipements,
- Les intrants sont répartis de façon inhomogène sur l'année (variabilité de la ressource initiale),
- Le pouvoir méthanogène des déchets varie énormément, des mélanges sont nécessaires pour assurer un rendement suffisant,

Les installations de méthanisation sont classées pour l'environnement sous la rubrique ICPE n°2781 – méthanisation de matière brute, effluents d'élevage, matières stercoraires, lactosérum et déchets

végétaux d'industries agroalimentaires - et soumises, en fonction de leur capacité de traitement et du type de déchets traités, à autorisation, à enregistrement ou à déclaration (décret du 6 Juin 2018) :

- Autorisation : quantité de matières traitées étant supérieure ou égale à 100t/j,
- Enregistrement : quantité de matières traitées étant compris entre à 30t/j et 100t/j,
- Déclaration : quantité de matières traitées étant inférieure à 30t/j.

Pour finir, la production de biométhane doit être dimensionnée et réfléchi à l'échelle du territoire au regard des besoins et consommations de gaz et de la capacité du réseau existant.

État des lieux en France et perspectives

L'injection du biométhane dans les réseaux de gaz naturel est autorisée depuis la fin 2011 par les pouvoirs publics. A fin décembre 2017, on dénombrait en France 592 unités de méthanisation en cogénération ou injection, dont une part croissante de sites en injection (+70 % en 2017). Au 9 juin 2020, 145 installations injectent leur biométhane soit une production d'énergie renouvelable de plus de 2 585 GWh par an.



Figure 78 : Évolution du nombre de site d'injection de biogaz sur le réseau en France [source : GrDF]

Le droit à l'injection

Lorsque le biogaz est injecté dans le réseau, il se mélange au gaz naturel, il n'est alors plus possible de les distinguer. Il est donc nécessaire d'assurer sa traçabilité.

Pour cela, des certificats de garantie d'origine (GO) ont été mis en place. Chaque unité (MWh_{PCS}) de biogaz injecté donne lieu à l'émission d'une garantie d'origine identifiée, grâce notamment à son lieu de production et aux déchets utilisés. Lorsque le consommateur souhaite consommer du biogaz, l'achat de GO lui assure que le gaz qu'il consomme correspond à une quantité de biogaz effectivement produite. Ces garanties d'origine sont disponibles sur un marché d'échange.

Le décret « droit à l'injection » et sa mise en application dans la délibération N°2019-242 de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) encadrent l'insertion du biométhane dans les réseaux de

gaz. Les opérateurs de réseaux doivent se concerter pour définir le raccordement optimal des projets d'injection d'une zone en minimisant les coûts d'adaptation des réseaux pour la collectivité. Les coûts d'adaptations de réseau, selon les critères technico-économiques définis par le décret « droit à l'injection » peuvent être, dans certaines conditions, pris en charge par les opérateurs de réseau. [Source : GrDF].



Figure 79 : Cartographie des zones « favorables » à l'injection de biogaz [source : GrDF]

D'après GRdF, la capacité d'injection au 31/12/2019 pour la zone Le Mans Métropole est de 1825 Nm3/h.

⇒ **L'ensemble du territoire de Le Mans Métropole est situé en zone favorable à l'injection de biogaz dans le réseau existant.**

La fiscalité du biogaz

Les pouvoirs publics ont établi un tarif d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz, afin de soutenir le développement de la filière. Ce dispositif assure au producteur de vendre le biométhane produit par son installation à un fournisseur de gaz naturel, à un tarif fixé par [l'arrêté du 23 novembre 2011](#) et pour une durée de **15 ans**.

Les tarifs d'achat sont fixés en fonction du type et de la capacité de production de l'installation (aussi appelée débit), ainsi que de la nature des intrants utilisés, ils sont **compris entre 64 et 139 €/MWh** [source : GrDF]

Le biogaz est en outre **exonéré de TICPE** (taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques) et **exonéré de TICGN** (taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel) selon le code des Douanes ([article 266 quinquies](#)).

Le biogaz dans les réseaux de chaleur

Le [Bulletin Officiel des Finances Publiques et Impôts](#) (BOFIP) précise qu'un réseau de chaleur pourra prendre en compte ses approvisionnements en [bio]gaz couverts par des garanties d'origine pour

l'appréciation du seuil de 50 % aux fins de **l'application du taux réduit de 5,5 % de la TVA**, à la condition que ces approvisionnements en gaz soient couverts par des garanties d'origine émises.

Les réseaux de chaleur neuf peuvent faire l'objet d'un Titre V RESEAU DE CHALEUR au sens de la réglementation thermique 2012. L'évolution sur la RT2020 n'est pas connue à ce jour. Dans ce cadre le contenu CO2 du biogaz est peut être pris égale à 23,4 gCO2/kWh [source : étude ACV du biométhane – VECTEUR GAZ].

5.7.2 Les perspectives de développement

Scénarios de valorisation du biogaz à l'échelle nationale

La SNBC et la PPE récemment publiée positionne le biogaz comme un axe important de développement : « Le gaz naturel [devant] être progressivement remplacé par du biogaz ou des gaz de synthèse »¹³.

La PPE propose de porter :

- La **production de biogaz à hauteur de 24 à 32 TWh en 2028** sous l'hypothèse d'une baisse des coûts (4 à 6 fois la production de 2017) ;
- Le volume de biogaz injecté de 14 à 22 TWh en 2028 (contre 0,4 TWh en 2017).

Le biogaz (injecté ou utilisé directement) représentera alors une part de 6 à 8 % de la consommation de gaz en 2028.

Dans la liste des mesures également inscrites, la PPE prévoit de consolider **l'obligation d'achat de biogaz à un tarif réglementé** et lancer des **appels d'offres** permettant d'atteindre les objectifs de production à un coût maîtrisé grâce à de fortes baisses des coûts :

- Les appels d'offres seront construits sur une trajectoire de tarif d'achat de référence, utilisée pour dimensionner l'enveloppe budgétaire, dont la cible sera d'atteindre une moyenne de **75 €/MWh PCS** pour les projets de biométhane injecté sélectionnés en 2023 et **60 €/MWh PCS en 2028**. Une trajectoire de tarif d'achat maximal atteignant 90 €/MWh PCS pour le biométhane injecté en 2023 et 80 €/MWh PCS en 2028 sera également mise en place.
- Le volume de l'appel d'offres sera adapté à la hausse si les tarifs moyens demandés dans le cadre des offres sont inférieurs à la trajectoire de tarif d'achat de référence. Le tarif d'achat proposé en guichet ouvert pour les installations de petite taille sera ajusté à la baisse en cas de contractualisation de capacités de production de biogaz supérieures à **l'objectif de 800 GWh PCS par an** sur l'ensemble des filières de valorisation.

¹³ Synthèse de la Programmation Pluriannuelle de l'énergie 2019-2023 et 2024-2028 – Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire.

Perspective de développement à l'échelle régionale

Selon le Schéma Régional Biomasse (version mars 2020), la production de biogaz par méthanisation est estimée, pour la Région Pays de la Loire, à 24 ktep (279 GWh, 615 000 t) en 2016 (hors biogaz d'installations de stockage de déchets non dangereux ISDND).

L'atteinte des objectifs de mobilisation à l'horizon 2030 proposés dans ce schéma permettrait de produire 200 ktep (**2325 GWh**) soit 176 ktep de plus en 2030 par rapport à 2016 (+2046 GWh).

Ces 200 ktep de biogaz produit à l'horizon 2030 seraient issus de 7,2 millions de tonnes de biomasse valorisées, soit une mobilisation supplémentaire de + 6 580 000 t de biomasse ligérienne en 2030 par rapport à 2016.

A titre de comparaison, l'objectif du SRCAE pour 2020 est de 80 ktep pour la filière biogaz.

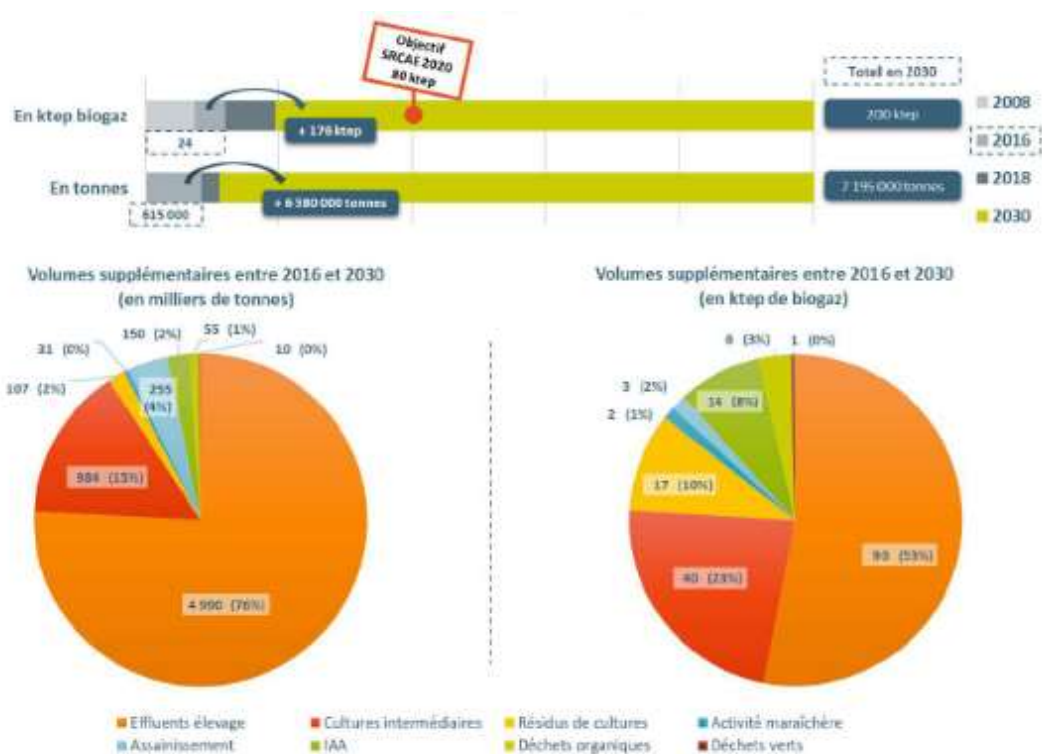


Figure 80 - Perspective 2030 de production de biogaz et filière méthanisation en région PDL [source : SRB mars 2020]

Perspective de développement à l'échelle départementale

Le département de la Sarthe dispose aujourd'hui de 4 unités de méthanisation en fonctionnement représentant une production de biogaz de 15,1 GWh PCI/an. Le biogaz est directement valorisé en production d'électricité.

Commune	Production biogaz GWhPCI/an	Valorisation
Tennie	1, 1	Production d'électricité
Bernay-en-champagne	1, 2	Production d'électricité

Saint Corneille	0,6	Production d'électricité
St Michel de Chavaigne	1,4	Production d'électricité

Tableau 36: Unités de méthanisation en fonctionnement en Sarthe en 2020 [source : Pays du Mans]

Plusieurs projets sont en développement à différents stades de développement :

- 9 projets en phase de Permis de Construire dont 3 sur le territoire de Le Mans Métropole,
- 3 projets en phase d'étude dont 2 sur le territoire de LMM.

L'ensemble de ces projets identifiés (existant et futurs) représentent une production potentielle **133 GWh PCS/an**.

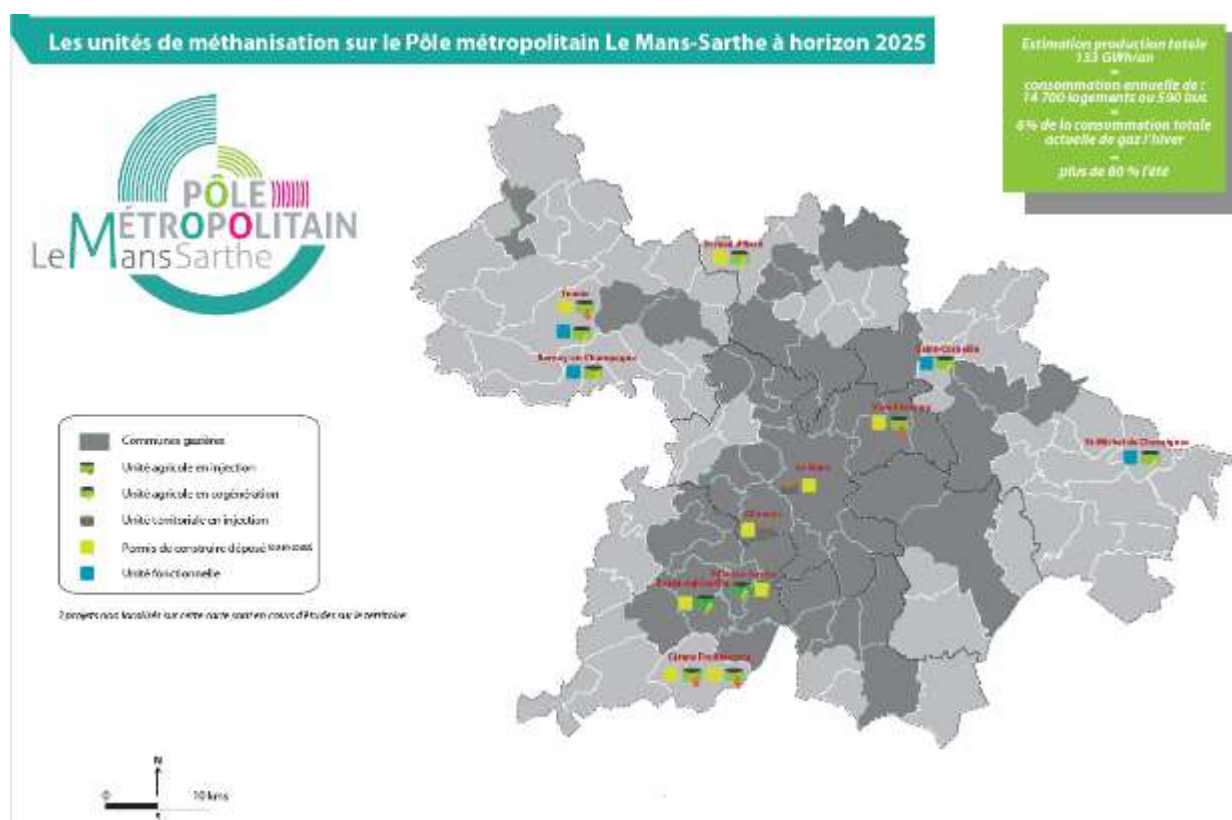


Figure 81 : Les installations et projets de méthanisation sur le territoire du Pays du Mans [source : PCAET Pays du Mans, 2020]

A l'échelle du Pays du Mans le potentiel net de production de biogaz est estimé à 550 GWhPCI. Le potentiel mobilisable (incluant les contraintes techniques de son développement) à **382 GWhPCI par an**. Les résidus de culture, disponibles actuellement, représentent **355 GWhPCI par an**, soit 93% du potentiel. [source : PCAET Pays du Mans, étude de potentiel ENR&R].

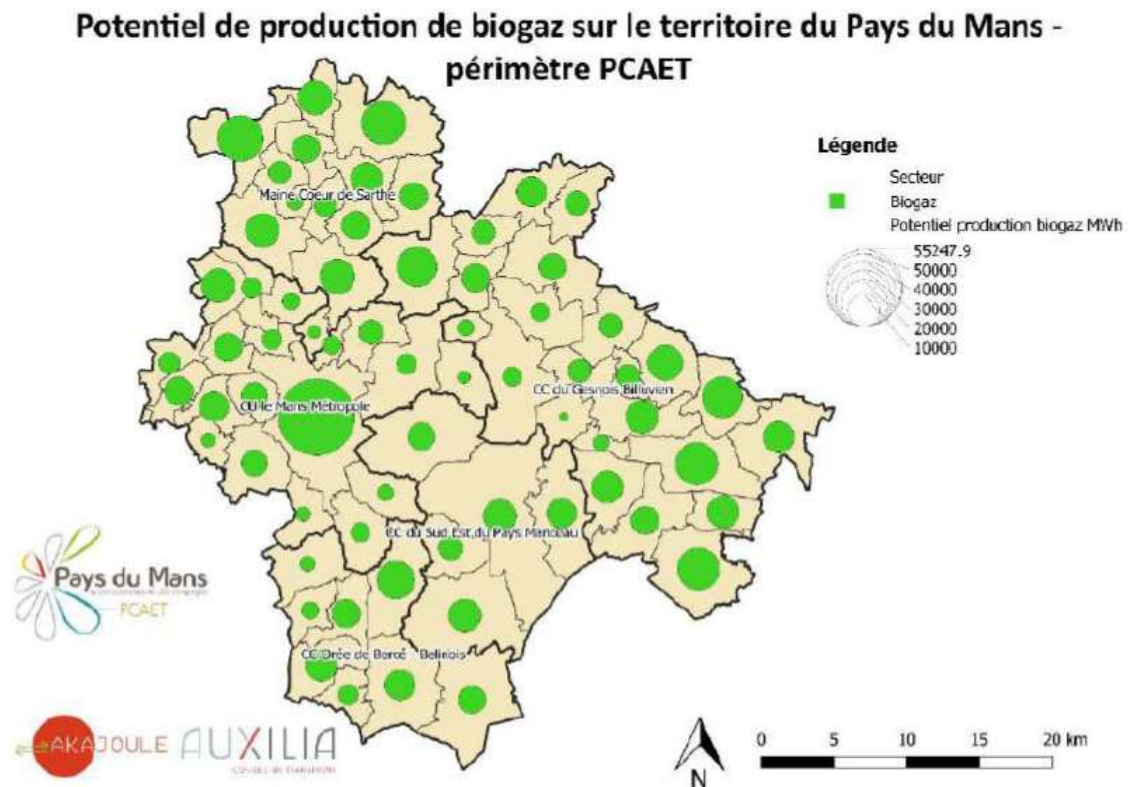


Figure 82 : Potentiel de production de chaleur issue du biogaz [source : PCAET Pays du Mans]

- ⇒ Le potentiel de biogaz est important sur le territoire du Mans Métropole.
- ⇒ Cette ressource peut être distribuée sur le réseau gaz existant. Elle pourrait être utilisée en priorité pour la mobilité et tous les sites où le raccordement à des réseaux de chaleur n'est pas possible (par exemple pour les maisons individuelles, des industriels, où là où ce n'est pas possible de construire des réseaux de chaleur)

5.8 Le stockage

5.8.1 Principe et objectifs

Les besoins en énergie sont par nature intermittents et variables, avec des pics de consommations (par exemple le matin sur les réseaux de chaleur). Il en va de même pour une partie des productions d'énergies renouvelables (solaire, éolien).

Il peut donc être nécessaire de stocker une production (de préférence renouvelable) lorsque la consommation du réseau est inférieure à la production possible de cette source d'énergie. Lorsque la consommation du réseau est supérieure à la production possible, l'énergie stockée (renouvelable) est réutilisée pour subvenir aux besoins du réseau.

Le stockage d'énergie et plus particulièrement de chaleur peut être :

- **Journalier** : il s'agit de stocker à certains moments de la journée (la nuit par exemple) de l'énergie qui sera utilisée pour les passages de pic ECS du matin par exemple) ;
- **Hebdomadaire** : il s'agit de stocker de l'énergie quelques jours, par exemple pendant une période de mi-saison chaude avant un refroidissement brusque ou un week-end (moindre occupation, diminution des besoins dans le secteur tertiaire par exemple) ;
- **Inter-saisonnier** : il s'agit d'un stockage entre saison, par exemple stocker de la chaleur fatale ou solaire en période estivale pour l'utiliser en période hivernale.

Il peut être réalisé de manière :

- **Centralisé** : le stockage est alors raccordé au lieu de production ;
- **Décentralisée** : le stockage est raccordé au lieu de consommation pour effacer la puissance des pointes de consommation pics ou dans le cas des consommateur/producteur il est raccordé sur le producteur.

En réalisant ce stockage sur un réseau de chaleur il est alors possible de :

- Diminuer les appels de puissances sur le réseau, et donc la puissance installée en tête de réseau et/ou les canalisations (si stockage décentralisé)

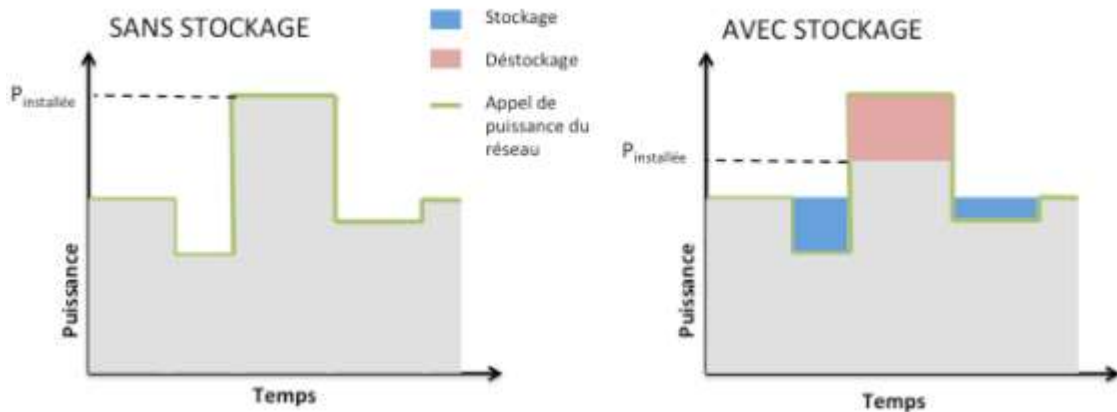


Figure 83. Schéma de l'influence d'un stockage sur la puissance d'un réseau. Source : ADEME/AMORCE

- Maximiser la production d'EnR&R

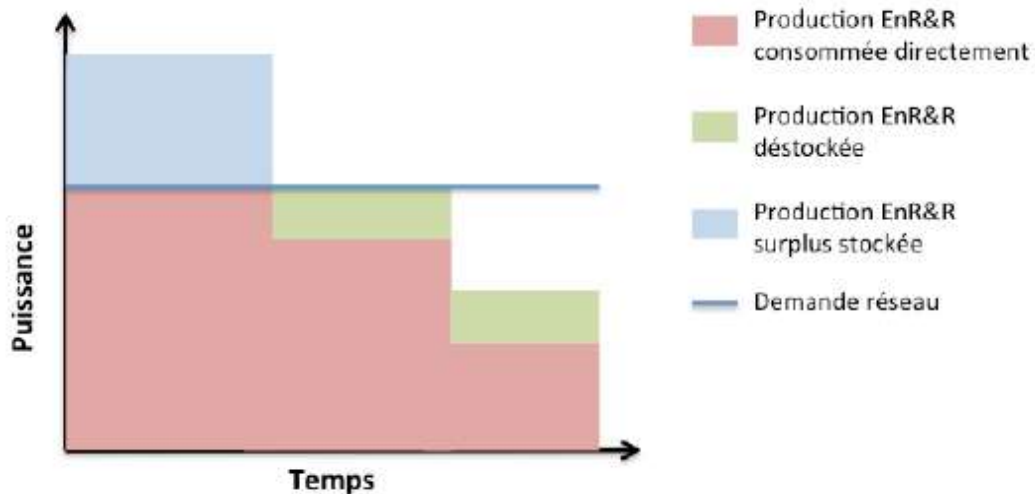


Figure 84. Schéma de l'intégration d'ENR&R avec stockage (rouge+vert) et sans stockage (rouge)

5.8.2 Techniques et technologies

Ce stockage peut être réalisé :

- Par élévation de température d'un matériau (stockage dit « sensible ») : en général un fluide, le plus souvent de l'eau mais aussi des matériaux solides (béton, gravier, ...) ; la capacité utile de ces stockages dépend de :
 - La température d'utilisation de la chaleur : plus la température d'utilisation du réseau est basse, plus la capacité de stockage sera importante ;
 - La nature des matériaux employés (capacité calorifique intrinsèque du caloporteur, température maximum de stockage) ;
 - La forme des volumes.
- Par changement d'état d'un matériau (stockage dit « latent ») comme par exemple sur le stockage de glace ou avec les matériaux à changement de phase (PCM) comme les paraffines. Les technologies avec paraffines sont principalement employées dans l'industrie.

- Par réaction chimique entre plusieurs composés (stockage dit « thermochimique ») : c'est par exemple le cas des batteries en électricité ou des procédés à sorption en thermique.

Il est aussi possible d'envisager un stockage de combustible pendant la période de faible consommation de chaleur, combustible qui sera alors utilisé lors de besoins plus importants. Cette possibilité est particulièrement intéressante pour les incinérateurs, qui peuvent mettre en balles les déchets en été pour une combustion sur la période hivernale. Cela nécessite des fours légèrement surdimensionnés par rapport à l'autorisation d'incinération, fours qui fonctionnent à faible charge en période estivale mais à pleine charge en période hivernale.

On distingue les stockages court-terme (journalier, hebdomadaires) des stockages long termes aussi appelés inter-saisonnier, du fait de technologie et de prix très différents.

Les stockages tampons ou journalier

Selon le volume, ils sont réalisés à partir de cuves aériennes en acier préfabriquées ou assemblées sur place ; ils sont sous pression (de 100 L jusqu'à 60 m³) ou à pression atmosphérique.

Exemples de projets en France :

- A Chateaubriant (44), les trois ballon de 50 m³ chacun stockent la production journalière de l'installation solaire thermique (2300 m²).
- A Limeil-Brévannes (94), avec un ballon de 80 m³ pour stocker de la production bois et un stockage de 25 m³ pour stocker la production solaire thermique
- A Brest (29), avec un stockage de 1 000 m³, permettant de stocker de la chaleur fatale de l'incinérateur et de la production biomasse.



Figure 85 : 3 ballons sous pression préfabriqués de 50 m³ à Chateaubriant [source : Ville de Chateaubriant]



Figure 86. 1 cuve de 1000 m³ à pression atmosphérique à Brest [Source : Dalkia]

Les stockages inter-saisonniers

Les stockages inter-saisonniers permettent de :

- maximiser le recours aux énergies renouvelables,
- optimiser le fonctionnement d'un réseau ayant de multiples sources ENR,
- réaliser des Smart Grid.

Par exemple pour atteindre une contribution du solaire thermique au mix énergétique global d'un réseau de chaleur supérieure à 20%, il est nécessaire d'avoir recours à un stockage long terme. Ces stockages peuvent être réalisés même en zone urbaine.

Il existe 4 grandes familles de stockage inter-saisonnier de grande capacité (1000 à 50 000 m³ équivalent eau stockée) :

- Le réservoir d'eau (TTES)
- Le puits d'eau ou de gravier (PTES)
- Les sondes géothermiques sèches (BTES)
- Les sondes géothermiques sur aquifère (ATES)

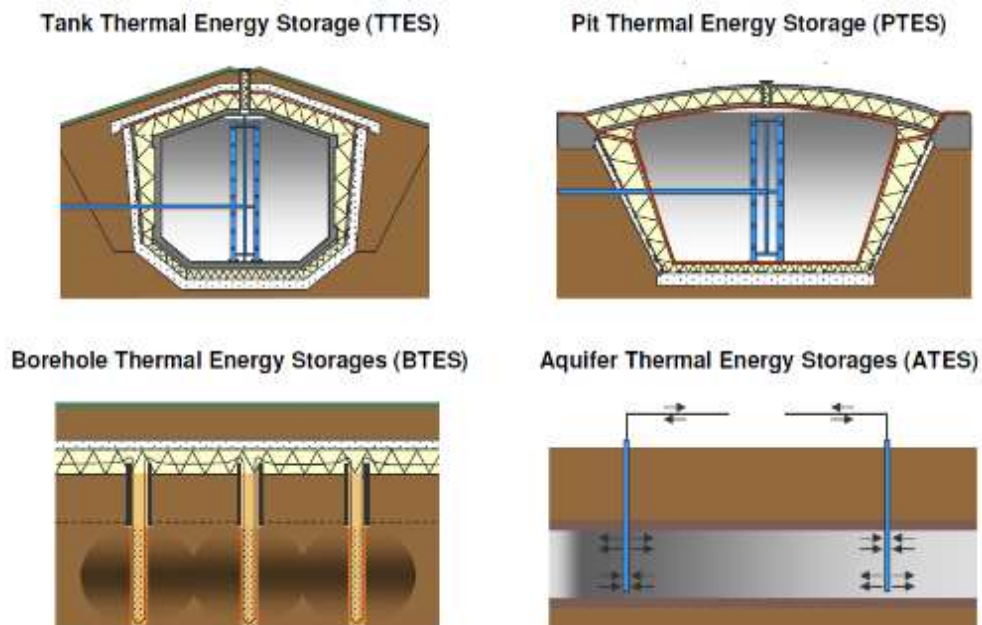


Figure 87 – 4 grandes familles de stockage inter-saisonnier (source : SOLITES)

Exemple d'installation : Marstal au Danemark, 75 000 m³

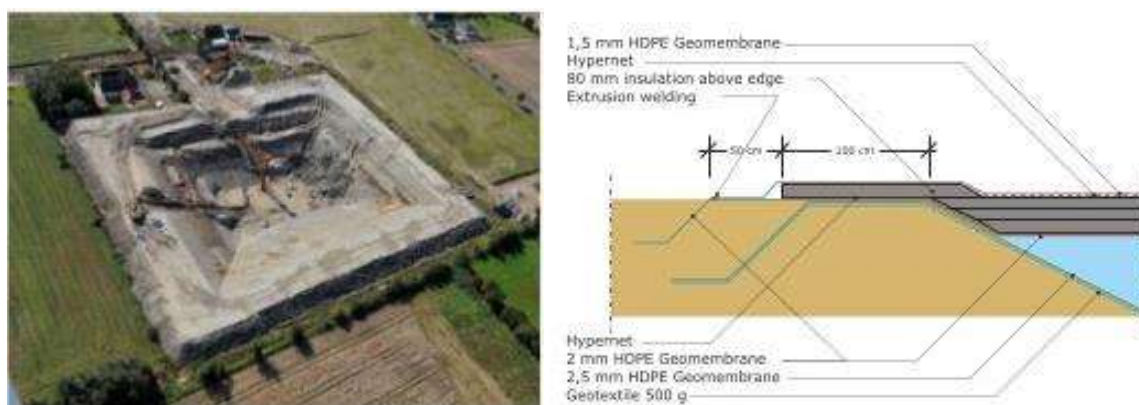


Figure 88 – Réalisation du PTES de Marstal (source : PLANENERGI)

Le PTES est un puits creusé dans le sol, nécessitant des conditions de sol stable et préférentiellement pas d'eau de nappe traversant la zone. La profondeur est entre 5 et 15 mètres selon le volume recherché. Le réservoir est à pression atmosphérique. La capacité de stockage est de l'ordre de 60 à 80 kWh/m³ (fonction des températures utiles de réseau).

Les puits PTES sont construits sans structure autour, au moyen d'une isolation et d'un liner posé dans un trou. Par définition ils sont entièrement enterrés. Dans certains cas, le matériau du sol est utilisé pour créer des berges qui surélèvent le niveau haut du puits par rapport au niveau du sol.

La conception du couvercle dépend du moyen de stockage (eau, eau + graviers) et de la géométrie du puits. C'est la partie la plus critique et la plus coûteuse du système de stockage. Souvent il n'est pas fixé sur une structure de supportage mais il flotte sur l'eau. Ce couvercle doit être équipé d'une membrane étanche et protégée aux UV.

Synthèse des différents modes de stockage

Les différentes techniques et technologies de stockage de chaleur sont résumées dans le tableau ci-dessous. Chacune de ces technologies présente des avantages et des inconvénients. Pour plus de détail, il est possible de consulter la publication RCT45 de l'AMORCE – Le stockage thermique dans les réseaux de chaleur.

Type		Durée (LT/CT/ mixte ¹)	Temp. de stockage	Volume	Densité (kWh/m ³)	Coût ²	Maturité
Cuve de stockage sensible	Eau (P _{atm})	CT	<100°C	•	35	€€	Indus.
	Eau sous pression	CT	>100°C	•	Jusqu'à 40	€€	Indus.
Sol	Sol/roche	LT	<90°C	****	5-15	€	Indus.
Aquifère	Eau/sable	LT	= 5 à 50°C	****	15-20	€€	Indus.
Fosse	Eau (P _{atm})	LT	<90°C	***	Proche de 35	€€€	Indus.
	Eau/gravier ou Eau/sable	LT	<90°C	***	15-25	€€€	Indus.
Grand Réservoir	Eau (P _{atm} ou sous pression)	LT- Mixte	>100°C	**	35-40	€€€€	Indus.
	Classique	CT- Mixte	-	-	80 - 100	-	R&D
MCP	Surfondu	LT	-	-	≈100	-	Faible
	Solide/solide	LT	-	-	≈100	-	Très faible
Thermochi mique	-	LT	-	-	300 - 500	-	Très faible

Tableau 37 : Synthèse des différentes technologies de stockage de chaleur (LT : Inter-saisonnier, CT : intra-journalier/hebdomadaire) [Source : ADEME/AMORCE]

- ⇒ Les stockages sont coûteux, source de déperditions thermiques, ils seront d'autant plus pertinents si :
- La température d'utilisation (de réseau) est basse,
 - Le stockage est mutualisé pour plusieurs sources de chaleur ENR&R,
 - Les cycles de stockage/déstockage sont amples et fréquents,
 - La période de mise en charge des stockages inter-saisonnier est prise en compte dans l'élaboration du projet.

5.9 Synthèse des sources de chaleur ENR&R sur le territoire de la Métropole

Les sources de chaleur ENR&R présentent chacune des atouts et des limites, elles peuvent plus ou moins bien être valorisées sur les réseaux de chaleur (existants ou futurs) de Le Mans Métropole.

Synthèse des sources ENR&R

Le tableau suivant présente une **comparaison qualitative des différentes sources de chaleur sur le territoire du Mans adaptées au développement des réseaux de chaleur**.

	Opportunité, indicateur favorable, facilité de mise en œuvre
	Présences de freins ou de limites à une mise en œuvre aisée ou prioritaire
	Désavantage ou limite à la mise en œuvre

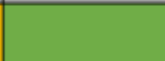
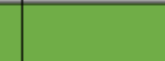
	Chaleur Fatale	Géothermie avec PAC	Solaire thermique	Biomasse	Biogaz
Disponibilité de la ressource					
Variabilité de la ressource					
Emissions CO2 de la production					
Coûts d'investissement					
Prix d'achat d'énergie entrante (P1)					
Stabilité du coût global (P1-P2-P3-P4 sur durée de vie)					

Tableau 38 : Comparaison des sources de chaleur renouvelables sur le territoire de LMM

Les énergies qui ont prouvé leur compétitivité dans de nombreux réseaux de chaleur et qui présentent une large diffusion :

- **Chaleur de récupération sur IUOM** : souvent une excellente compétitivité économique et présente en grande quantité, permet d'assurer un mix énergétique ENR&R élevé. Sur Le Mans cette énergie est déjà valorisée.
- **Biomasse** : plusieurs technologies permettent de valoriser la biomasse en chaleur, sur Le Mans la ressource est disponible.

Les énergies dont les performances sont conditionnées par les températures d'utilisation des réseaux et qui cibleront prioritairement les réseaux avec des bâtiments neufs sont les suivantes :

- **Géothermie** : le territoire ne dispose d'aucun potentiel pour de la géothermie haute température. La valorisation de l'Huisne ou la Sarthe nécessite le recours à des équipements de type pompe à chaleur.
- **Solaire thermique** : le territoire dispose d'un potentiel ; la quantification de la production potentielle est conditionnée par l'identification de terrains à proximité des réseaux de valorisation (friches industriels, terrains non constructibles, etc..)
- **Energie de récupération sur EU, STEP, datacenter** : un potentiel existe mais il est limité et présent sur des zones spécifiques du territoire. Des projets de taille limités peuvent être imaginés, en cohérence avec des développement de quartier/ZAC.

Le **biogaz** peut être valorisé par injection dans le réseau de distribution de gaz (GrDF), ce qui permet notamment d'alimenter des usagers ne pouvant pas se raccorder à un réseau de chaleur ni à aucune autre ENR&R. Il ne peut donc pas être prioritaire dans l'étude du déploiement de solution ENR&R dans les réseaux de chaleur.

La carte suivante présente les sources potentielles de chaleur suivantes :

- ▲ **ICPE TAR**
- ▲ **STEP**
- ▲ **PROJET H2**
- ▲ **DATACENTER**
- **Chaufferie BOIS**
- ◆ **UVE CHAUVINIÈRE**
- ★ **COGE BIOMASSE (terrains possibles)**
- ◆ **CHAUFFERIES GAZ**

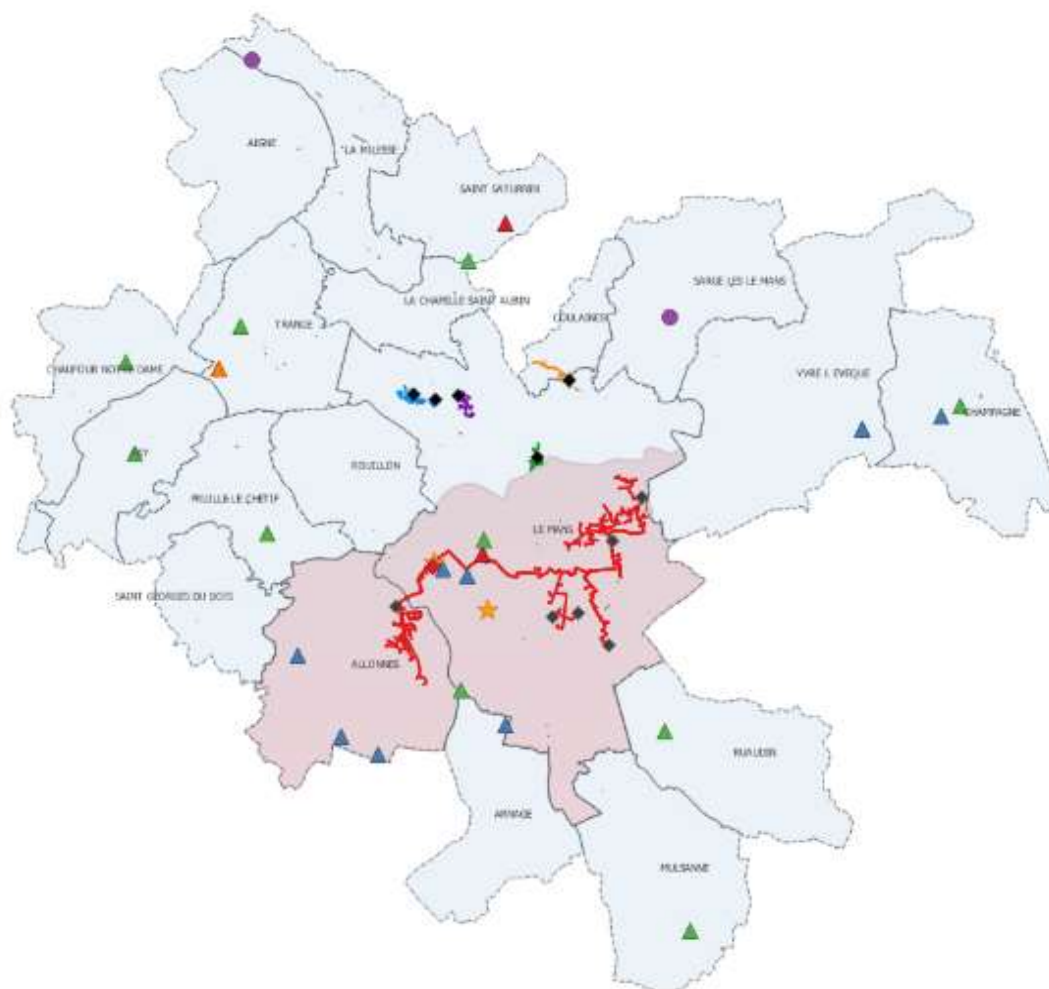


Figure 89 – Sources de chaleur à Le Mans Métropole

Les ENR&R sur SYNER'GIE

Le réseau Syner'gie est aujourd'hui alimenté par de la chaleur fatale issue de l'UVED à plus de 90%, les sources de chaleur disponibles et à explorer dans le cadre de densifications et d'extension sont les suivantes :

- **Chaleur fatale issue de l'UVED** : déjà existante, elle est excédentaire en période estivale mais quasiment saturée en hiver ;
- **Chaleur de cogénération biomasse** : le recours à cette chaleur est envisageable principalement en période hivernale et un projet est en réflexion sur la métropole.

La suite de l'étude permettra d'évaluer les besoins en chaleur ENR&R complémentaire.

Pour les autres sources renouvelables et de récupération :

- **Stockage inter-saisonnier** : permettrait de mieux utiliser la chaleur « sur-produite » l'été ; nécessite des investissements importants ;

- **Biomasse** : un projet de chaudière biomasse (bois classe A) peut être un complément pertinent pour l'hiver dans le cas où l'approvisionnement UVED et cogénération biomasse venaient à être insuffisants pour obtenir un mix énergétique à fort taux d'ENR&R.
- **Solaire thermique** : majoritairement disponible en été, cette énergie viendrait en compétition avec l'UVED déjà existante ; les investissements importants ne sont pas cohérents avec le prix de la chaleur actuel.
- **Géothermie / aquathermie avec PAC** : les régimes de température et les investissements importants de cette solution ne sont pas cohérents avec le prix de la chaleur actuel.
- **Autres chaleurs de récupération basse température (< 60°C)** : en fonction des coûts d'investissement et surtout de la saisonnalité de la chaleur disponible, ces ENR&R ne pourront pas forcément s'intégrer correctement au mix énergétique.
- **Biogaz** : les capacités de production de biogaz à l'échelle de la métropole peuvent être prioritairement valorisées dans les zones où le raccordement au réseau de chaleur est impossible, il n'est donc pas prioritaire de le valoriser sur Syner'gie.

Les ENR&R sur un futur réseau Nord

Un futur réseau Nord pourrait être alimenté par :

- **Chaleur fatale issue de l'UVED** : seule la chaleur excédentaire estivale pourrait être valorisée ;
- **Chaleur de cogénération biomasse** : un projet est en réflexion sur la métropole de Le Mans (projet GEVAL/SYNER'VEB) et pourrait alimenter le réseau Nord. Les freins sont le prix de chaleur (prix entre 20 et 30 €/MWh) et l'emplacement envisagé pour ce projet (au Sud de Le Mans) ;
- **Autres chaleurs de récupération** : selon la disponibilité et l'implantation géographique de ces sources, elles sont à prioriser pour la fourniture de chaleur sur un futur projet ; en fonction des coûts d'investissement, des niveaux de température et surtout de la saisonnalité de la chaleur disponible, ces ENR&R ne pourront pas forcément s'intégrer correctement au mix énergétique.
- **Chaudière biomasse** : présente une pertinence et une facilité de mise en œuvre à condition de trouver un terrain approprié ;
- **Stockage inter-saisonnier** : pertinent dans le cas d'un déphasage important de la ressource chaleur/consommation, ce qui à priori ne sera pas le cas sur ce réseau ;
- **Solaire thermique** : envisageable à condition de trouver un ou des terrains appropriés ;
- **Géothermie / aquathermie avec PAC** : faisabilité à étudier plus en détail.
- **Biogaz** : les capacités de production de biogaz à l'échelle de la métropole peuvent être prioritairement valorisées dans les zones où le raccordement au réseau de chaleur est impossible, il n'est donc pas prioritaire de le valoriser sur un futur réseau nord.

Les ENR&R sur d'éventuels réseaux à l'échelle des communes

Outre le Mans et les communes d'Allonnes et de Coulaines qui sont soit déjà raccordées à un réseau de chaleur (Allonnes) soit située dans le périmètre du futur réseau Nord, d'autres communes

pourraient éventuellement être équipées d'un réseau de chaleur. On considère ici que les communes ne peuvent pas être interconnectées avec un réseau existant ou à venir ni avec l'UVED.

Dans ce cadre, les énergies à prioriser sont les suivantes :

- Récupération de chaleur fatale : à étudier au cas par cas au regard des solutions présentes localement ;
- Solaire thermique ;
- Biomasse.

Et en dernier recours, le biogaz.

Résumé des scénarii ENR&R par type de projet

Le tableau suivant propose une priorisation des ENR&R selon les différents réseaux de Le Mans Métropole.

Réseaux de chaleur	Chaleur Fatale UVED	Autre chaleur fatale	Géothermie avec PAC	Solaire thermique	Chaleur cogé. biomasse	Biomasse	Biogaz
Syner'gie	1	3	3	3	2	3	4
Le Mans Nord	1	1	3	3	1	2	4
Communes	4	1	3	2	4	2	3

Tableau 39 : Priorisation des sources ENR&R par projet de réseau

TABLES DES FIGURES ET TABLEAUX

Figure 1. Evolution des émissions et des puits de Gaz à Effet de Serres (GES) sur le territoire national entre 2005 et 2050. Source : SNBC - MTES.....	6
Figure 2 - Evolution passée des réseaux de chaleur et ambitions de la PPE - Source : SNCU.....	7
Figure 3 -Consommation électrique brute et part thermosensible sur l'hiver 2017/2018 - Source : RTE.....	8
Figure 4 – Carte et liste des communes de Le Mans Métropole en 2020.....	11
Figure 5 – Carte des réseaux de chaleur de Le Mans Métropole.....	13
Figure 6 – Synthèse des ambitions du PCAET du Pays du Mans (2019).....	16
Figure 7 – Tracé prévisionnel de la chronoligne C4 dans la zone Le Mans Nord [source : CENOVIA / MERLIN].....	18
Figure 8 – Plan du réseau de chaleur Syner'gie avril 2020 (source : Syner'gie).....	22
Figure 9 – Évolution des pertes réseau.....	24
Figure 10 – Répartition des abonnés du réseau Syner'gie en puissance et en nombre d'abonnés à fin 2019.....	25
Figure 11 – Monotone de la puissance journalière moyenne appelée sur l'UVED (cumul Allonnes + BdH) en 2019.....	27
Figure 12 – Taux de renouvellement des installations du réseau Syner'gie.....	29
Figure 13 – Décomposition du coût global chauffage et ECS sur 1 an en € TTC (source : calculateur AMORCE).....	37
Figure 14 – Evolution des R1 et R2 mensuels de Syner'gie sur 2019.....	38
Figure 15 – Evolution du coût de chaleur UVED de Syner'gie.....	40
Figure 16 – Evolution des consommations gaz chaufferie et chaleur cogénération de Syner'gie.....	40
Figure 17 – Evolution du coût de chaleur UVED de Syner'gie.....	41
Figure 18 – Autres charges d'exploitation prévisionnelles et réelles.....	42
Figure 19 – Dépenses prévisionnelles GER (annexe 25 du contrat).....	43
Figure 20 – Part des dépenses prévisionnelles GER en fonction du type d'équipement (annexe 25 du contrat).....	43
Figure 21 – Tracé du réseau Percée Centrale.....	55
Figure 22 – Répartition de la puissance souscrite par type d'abonné pour le réseau Percée Centrale.....	56
Figure 23 – Plan du réseau Coulaines-Bellevue.....	58
Figure 24 – Livraison de chaleur du réseau Coulaines-Bellevue.....	59
Figure 25 – Vue aérienne de la chaufferie du réseau Coulaines-Bellevue.....	60
Figure 26 – Plan du CHM.....	63
Figure 27 – Livraison de chaleur (chauffage et ECS) de 2017 à 2019 au CHM.....	64
Figure 28 – Fourniture de chaleur et prix de chaleur (source : factures DALKIA – CHM).....	65
Figure 29– Plan masse de l'Université Le Mans.....	66
Figure 30– Demande de chaleur Le Mans Université en sous-station.....	67
Figure 31– Tracé du réseau de chaleur de l'Université.....	68
Figure 32– Graphique des prix moyens de la chaleur des réseaux sur le Mans Métropole.....	72
Figure 33– Agenda des grandes échéances sur les réseaux de la Métropole.....	74
Figure 34 : Gisement de la chaleur fatale [Source : ADEME Faits et chiffres : la chaleur fatale 2017].....	77
Figure 35 : Schéma des différents principes de valorisation de la Chaleur Fatale et des technologies utilisés [Source : ADEME].....	78
Figure 36 : Répartition régionale de la production de chaleur renouvelable issue des UVE au 31/12/2018 [Source : FEDENE – SVDU 2018].....	81
Figure 37 : Profil mensuel de valorisation de la chaleur (en bleu) [Source : CRA SYNER'GIE 2019].....	82
Figure 38 : Data Center et projets de ZAC sur Le Mans Métropole.....	84
Figure 39 : Schéma de principe d'un système de récupération de chaleur sur les eaux grises pour la production d'ECS [Source RAGE].....	85
Figure 40 : Récupération de chaleur sur eaux usées [Process Energido. Source : Veolia].....	86
Figure 41 : Récupération de chaleur sur eaux usées. Process Degrés Bleus [Source : Suez Environnement].....	87
Figure 42 : Carte des STEP de Le Mans Métropole [source : LMM].....	87

Figure 43 : Graphique présentant l'origine du gisement de chaleur fatale en France [Source : ADEME].....	90
Figure 44 : Implantation des entreprises disposant d'équipements de refroidissement.....	91
Figure 45 : Demande annuelle globale en hydrogène depuis 1975 [source : AIE -juin 2019].....	93
Figure 46 : Application ciblée par des programmes de développement [source : AIE -juin 2019]	93
Figure 47 : Production de bio-hydrogène H2 par électrolyse [source : AFHYPA3]	94
Figure 48 : Production de bio-hydrogène H2 par la biomasse [source : AFHYPA3].....	94
Figure 49 : Scénario envisagé pour l'ECO H2 en 2030 [source : Portefolio du projet].....	95
Figure 50 : Les différentes géothermies.....	96
Figure 51 : Le contexte géologique en Pays de la Loire [source : BRGM]	97
Figure 52 : Identification des potentiels en géothermie profonde et intermédiaire en France [source : BRGM].....	98
Figure 53 : Schéma d'un bâtiment avec un champ de sondes.....	100
Figure 54 : Schéma d'un bâtiment avec un doublet géothermique	101
Figure 55 : Schéma d'une PAC sur eau de rivière	101
Figure 56 : Carte des réseaux de chaleur en France en 2018 [Source : INES]	104
Figure 57 : Vue aérienne de la centrale solaire de Châteaubriant, France [source : Ville de Chateaubriant]	105
Figure 58 : Carte de France du niveau moyen d'irradiation solaire global entre 2004 et 2010 [Source : SOLARGIS]	106
Figure 59 : Irradiation solaire Le Mans de 2005 à 2016 [source : SOLARGIS-SARAH]	107
Figure 60 : Solutions d'intégration du solaire sur réseau de chaleur [source : SOLITES, projet IEE SDHPlus]	108
Figure 61 : Projet de construction de l'écoquartier des Temps Durables à Limeil Brévanne (94).....	108
Figure 62 : Centrale de production solaire de Busingen, Allemagne [source : Ritter XL Solar].....	109
Figure 63 : Usine de traitement des déchets à Graz, Autriche [Source : SOLID, 2017]	109
Figure 64 : Installation solaire et stockage inter saisonnier en puits [Source : RAMBOLL, 2017].....	110
Figure 65 : Exemple de courbe de rendement d'un capteur solaire thermique (source : ITherm Conseil).....	111
Figure 66 : Schéma de principe du fonctionnement d'une chaufferie biomasse [Source : IDé]	113
Figure 67 : Répartition des terres dédiées à la biomasse en Pays de la Loire [Source : Agreste]	116
Figure 68 : Evolution de la récolte de bois de 2004 à 2018 en Région Pays de la Lorie [Source : Agreste]	116
Figure 69 : Schéma des flux de bois en 2018 en Pays de la Loire [Source : DRAAF]	117
Figure 70 : Cartographie des plateformes d'approvisionnement en bois autour de la Sarthe [Source : ATLANBOIS]	118
Figure 71 : Schémas de valorisation de la ressource bois en Pays de la Loire [Source : ATLANBOIS]	119
Figure 72 - Schéma de principe d'une centrale avec turbine à condensation [source : Enertime]	123
Figure 73 - Schéma de principe d'une centrale avec turbine à contre-pression [source : Enertime]	123
Figure 74 - Schéma de principe d'une chaufferie biomasse associée à un cycle ORC [source : Enertime]	124
Figure 75 – Schéma de principe du projet GEVAL [source : VEOLIA]	126
Figure 76 : Schéma des principales étapes de la méthanisation.....	129
Figure 77 : Schéma du principe de valorisation du biogaz brut.....	130
Figure 78 : Évolution du nombre de site d'injection de biogaz sur le réseau en France [source : GrDF].....	131
Figure 79 : Cartographie des zones « favorables » à l'injection de biogaz [source : GrDF]	132
Figure 80 - Perspective 2030 de production de biogaz et filière méthanisation en région PDL [source : SRB mars 2020]	134
Figure 81 : Les installations et projets de méthanisation sur le territoire du Pays du Mans [source : PCAET Pays du Mans, 2020].....	135
Figure 82 : Potentiel de production de chaleur issue du biogaz [source : PCAET Pays du Mans]	136
Figure 83. Schéma de l'influence d'un stockage sur la puissance d'un réseau. Source : ADEME/AMORCE	138
Figure 84. Schéma de l'intégration d'ENR&R avec stockage (rouge+vert) et sans stockage (rouge)	138
Figure 85 : 3 ballons sous pression préfabriqués de 50 m3 à Châteaubriant [source : Ville de Chateaubriant].....	139
Figure 86. 1 cuve de 1000 m3 à pression atmosphérique à Brest [Source : Dalkia]	139
Figure 87 – 4 grandes familles de stockage inter-saisonnier (source : SOLITES)	140
Figure 88 – Réalisation du PTES de Marstal (source : PLANENERGI).....	141
Figure 89 –Sources de chaleur à Le Mans Métropole.....	145

Tableau 1 - Données de 2019 suivant différents organismes (RTE, GRDF, SNCU).....	9
Tableau 2– Potentiel de consommation à raccorder sur un futur réseau de chaleur (source : CEDEN)	15
Tableau 3– Historique de développement du réseau Syner'gie.....	20
Tableau 4– Caractéristiques du réseau Syner'gie de 2017 à 2019	20
Tableau 5– Bilan de production chaleur réseau Syner'gie.....	23
Tableau 6– Synthèse des abonnés et énergie livrée du Réseau Syner'gie.....	25
Tableau 7– Compte de résultat 2019, 2018 et 2017 de Syner'gie	33
Tableau 8– Comparaison du CEP et du réel 2019 pour les cogénérations [source : CRA 2019]	35
Tableau 9– Prix moyen de la chaleur du réseau Syner'gie de 2017 à 2019.....	36
Tableau 10– Détail de la composante R1 du tarif.....	37
Tableau 11– Evolution des charges d'exploitation de Syner'gie	39
Tableau 12– Evolution des dépenses de P1 chaleur UVED de Syner'gie.....	40
Tableau 13– Evolution des dépenses de P1 de Syner'gie	41
Tableau 14– Dépenses de GER depuis le démarrage du contrat.....	42
Tableau 15– Investissement en cours sur Syner'gie [source : CRA2019]	45
Tableau 16– Investissement en cours sur Syner'gie	45
Tableau 17 – composante du prix de chaleur du réseau Percée Centrale	57
Tableau 18– Typologie et nombre de sous-station du réseau Coulaines-Bellevue	59
Tableau 19– Consommation de chaleur par le réseau Coulaines-Bellevue et hors réseau	59
Tableau 20– Production de chaleur du réseau Coulaines-Bellevue.....	60
Tableau 21– Moyen de production selon les usages.....	61
Tableau 22– Evolution du tarif R1 du réseau Coulaines-Bellevue	62
Tableau 23– Montant du R2 en 2019 du réseau Coulaines-Bellevue.....	62
Tableau 24– Livraison de chaleur, ECS, vapeur du CHM de 2017 à 2019 (source : CHM).....	64
Tableau 25– Consommation de chaleur de l'université de 2016 à 2019 (source : Université)	66
Tableau 26– Synthèse énergétique des réseaux sur le Mans Métropole	70
Tableau 27– Synthèse économique des réseaux sur le Mans Métropole	71
Tableau 28– Synthèse énergétique des réseaux sur le Mans Métropole	73
Tableau 29: Liste des ICPE rubrique 2921	92
Tableau 30: Techniques de géothermie basse énergie	99
Tableau 31: Différents type de systèmes solaire	103
Tableau 32: Nombre d'heure d'ensoleillement sur Le Mans-Arnage (Source : www.infoclimat.fr)	106
Tableau 33: Gisement et potentiel biomasse en Pays de la Loire (Source : SRB mars 2020)	121
Tableau 34: Lauréat de l'AO CRE 5 Cogénération biomasse de moins de 3 MW de 2019 [source : CRE].....	125
Tableau 35: Atouts et limites des terrains identifiés pour le projet GEVAL	128
Tableau 36: Unités de méthanisation en fonctionnement en Sarthe en 2020 [source : Pays du Mans]	135
Tableau 37 : Synthèse des différentes technologies de stockage de chaleur (LT : Inter-saisonnier, CT : intra-journalier/hebdomadaire) [Source : ADEME/AMORCE].....	142
Tableau 38 : Comparaison des sources de chaleur renouvelables sur le territoire de LMM.....	143
Tableau 39 : Priorisation des sources ENR&R par projet de réseau	147

03.05.2020
Version 2

RAPPORT PARTIES 2 et 3

Schéma Directeur des Réseaux de chaleur de Le Mans Métropole (72)



Destinataire

Nom

LMM L. Schausi

Approbateur

Nom

IC J. Durand
SERMET C. Huard

Rédacteur

Nom

IC A. Le denn, J. Durand

SOMMAIRE

6. BESOINS DE CHALEUR ET RESEAUX	4
6.1 Densification et extensions du réseau Synergie	4
6.1.1 Densification	4
6.1.2 Extension Sud	5
6.1.3 Extension Jean Jaurès / Sablons	6
6.1.4 Extension Est / MMA	7
6.1.5 Bollée	7
6.1.6 Percée Centrale	8
6.1.7 Création de ZAC	10
6.1.8 Synthèse des développements	12
6.2 Le quartier Novaxud / Les Riffaudières / Gare Sud	13
6.3 Le Mans NORD	14
6.3.1 Recensement des besoins en chaleur	14
6.3.2 Tracé du réseau	15
7. EVOLUTION DES CONSOMMATIONS	16
7.1 Evolution des DJU	16
7.2 La rénovation énergétique des patrimoines	16
7.3 Les constructions neuves	17
7.4 Développement du Centre Hospitalier	18
7.5 Evolutions sur SYNER'GIE	18
7.5.1 Effet des DJU sur le réseau Syner'gie	18
7.5.2 Effet de la rénovation sur les besoins du réseau Syner'gie	19
7.5.3 Récapitulatif pour les nouveaux bâtiments sur le périmètre Syner'gie	20
7.5.4 Calendrier de phasage	20
7.5.5 Synthèse de l'évolution des besoins sur Synergie	21
7.6 Synthèse pour LE MANS NORD	22
8. LES AUTRES COMMUNES DE LA METROPOLE	23
8.1 Méthode	23
8.2 Les communes ayant déjà des réseaux de chaleur	24
8.2.1 Allonnes, Coulaines et Le Mans	24
8.2.2 Sargé-lès-Le Mans	24
8.3 Potentiel de réseau de chaleur (sens juridique)	25
8.4 Potentiel de réseau de chaleur techniques	29
8.5 Aucun potentiel identifié	29
8.6 Conclusion	31

9. PRESENTATION DES SCENARIOS.....	32
9.1 Scenarios proposés.....	32
9.2 Scénario 1 : UVED – chaufferie bois B – chaufferie bois A.....	33
9.3 Scénario 2 : UVED – chaufferie bois A – interconnexion Syner'gie/Nord	37
9.4 Scénario 3 : UVED – chaufferie bois A.....	40
9.5 Synthèse des indicateurs énergétique en 2030.....	42
10. ANALYSE ECONOMIQUE	44
10.1 Projet de réseau Le Mans Nord.....	44
10.1.1 Coûts des travaux.....	44
10.1.2 Coûts d'exploitation.....	45
10.1.3 Financement.....	48
10.1.4 Prix moyen de vente de la chaleur (R1/R2).....	51
10.2 Le développement du réseau Syner'gie.....	53
10.2.1 Coûts des travaux.....	53
10.2.2 Coûts d'exploitation.....	54
10.2.3 Financement.....	56
10.2.4 Prix de chaleur R1/R2	58
10.3 Synthèse des indicateurs économiques	60
11. CLASSEMENT DU RESEAU	61
11.1 Définition du classement d'un réseau de chaleur	61
11.2 Les conditions et la procédure de classement.....	63
11.3 L'application	64
11.4 Les avantages et inconvénients.....	65
12. SYNTHESE ET PLAN D'ACTIONS.....	67
12.1 Synthèse des scénarios.....	67
12.2 Contribution aux objectifs du PCAET	69
12.3 Plan d'actions.....	69
12.4 Enjeux de planning.....	71
CONCLUSION.....	72
GLOSSAIRE.....	75
TABLES DES FIGURES ET TABLEAUX	74
ANNEXES.....	77

6. BESOINS DE CHALEUR ET RESEAUX

6.1 Densification et extensions du réseau Synergie

Le réseau SYNER'GIE présente, à échéance 10 ans, un potentiel de développement estimé à **47,5 GWh** en densification et extensions à l'intérieur du périmètre de la DSP. A l'exception d'un point, tous les consommateurs sont situés sur le réseau Bords de l'Huisne.

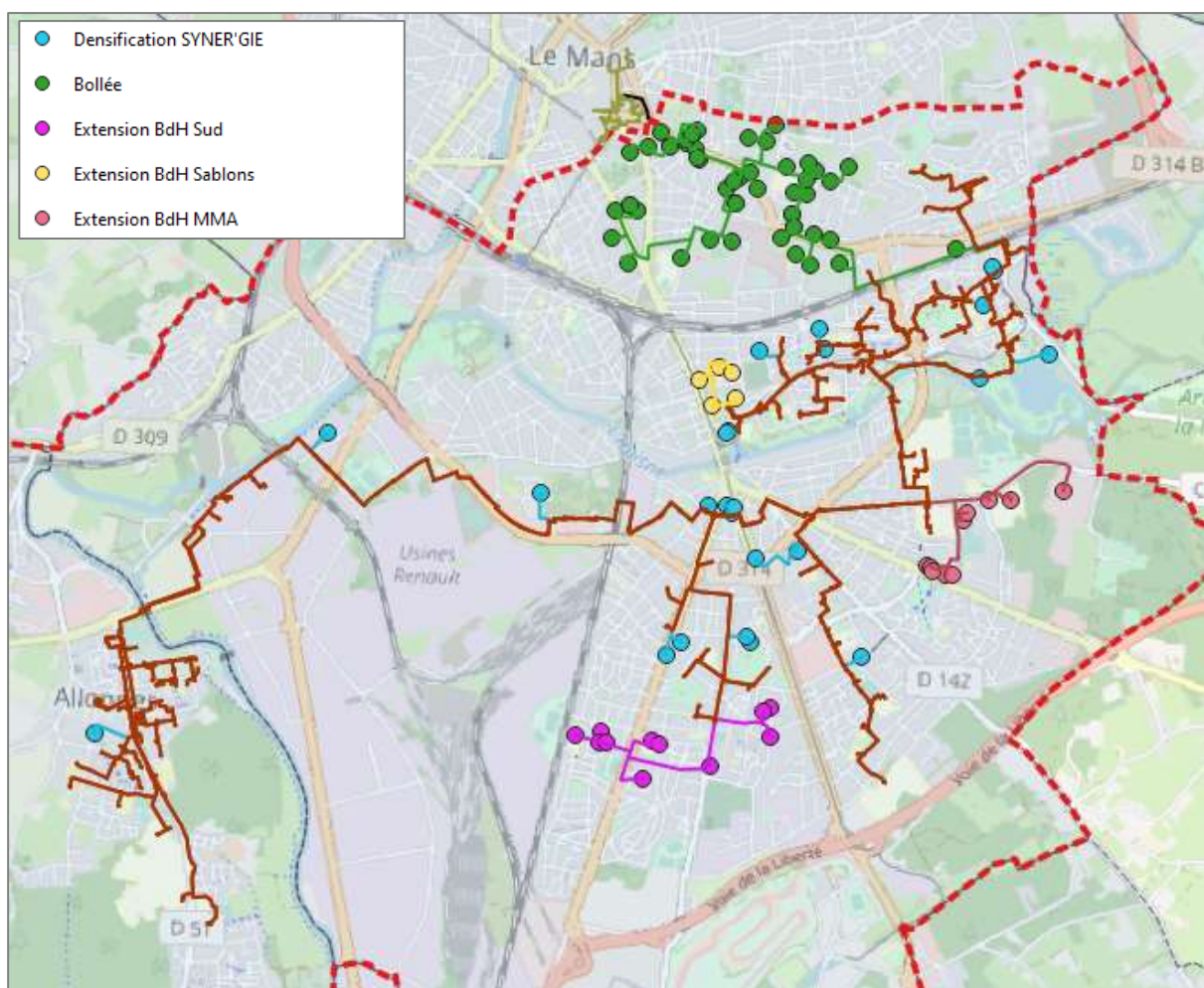


Figure 1 – Cartographie des extensions et densification du réseau Syner'gie

6.1.1 Densification

La densification du réseau (en bleu turquoise sur la Figure 1) correspond à des consommateurs situés à quelques mètres ou dizaines de mètres des branches existantes du réseau. Cela concerne **15 points de livraison** pour un total de **+ 5 GWh** de chaleur livrée potentielle et de **+ 2,5 km** de réseau à prévoir.

La densité moyenne est de **2 MWh/ml** ce qui est supérieur au seuil ADEME nécessaire à l'obtention d'aides.

	MWh	ml	densité	Commentaire
CENTRE DU GUE BERNISSON	105	270	0,39	
Collège Costa Gavras	142	50	2,84	
Complexe sportif Californie + gymnase les Bruyère	336	410	0,82	
Copro CLEMENCEAU	459	430	1,07	
Copro DESILES	357	195	1,83	
Copro GENESLAY + ST SAENS	765	250	3,06	
Copro LE GIBET	476	90	5,29	
Résidence Parc et Patio	282	250	1,13	
EHPAD Irène Joliot Curie	725	140	5,18	
ELEM + MAT + REST MAUBOUSSON	183	65	2,81	3 bâtiments non interconnectés
MAT + REST HENRI WALLON	132	50	2,64	2 bâtiments non interconnectés
MAT + REST MARYSE BASTIE	234	160	1,46	2 bâtiments non interconnectés
Restaurant Chauvinière	196	100	1,96	
SALLE HENRI BARBIN	151	34	4,43	Raccordement en cours 2020
VESTIAIRES	162	10	16,24	

Tableau 1 – Liste des potentiels futurs abonnés en densification sur le réseau Syner'gieL

En densification sur le réseau d'Allonnes un seul potentiel a été identifié : l'Ecole Sainte Thérèse (DDEC72). La consommation n'est pas connue à date, elle est distante d'environ 330 ml du réseau.

6.1.2 Extension Sud

Une extension du réseau au niveau de la rue de Laigné (en rose fushia sur la Figure 1) est envisageable sans travaux de modification du réseau existant. Cette extension permettra de raccorder au moins 6 abonnés représentant + **3,7 GWh** de chaleur livrée et + **2,3 km** de réseau. La densité de 1,6 MWh/ml est faible, mais supérieure au seuil minimum attendu par l'ADEME pour participer au financement. Des travaux d'interconnexion pourraient être à prévoir sur le primaire ou le secondaire des écoles Docteur Calmette, Jean Mermoz, Eugénie Cotton.



Figure 2 – Cartographie extension Sud du réseau Syner'gie

6.1.3 Extension Jean Jaurès / Sablons

Une extension du réseau par la rue des Sablons (en jaune sur la Figure 1) est envisageable sans travaux de modification du réseau existant. Cette extension permettra de raccorder au moins 5 abonnés représentant + **2,4 GWh** de chaleur livrée et + **0,8 km** de réseau. La densité de 3 MWh/ml est supérieure au seuil minimum attendu par l'ADEME pour participer au financement.



Figure 3 – Cartographie extension Jaurès/Sablons du réseau Syner'gie

6.1.4 Extension Est / MMA

Une extension à l'est du réseau Bords de l'Huisne (en rose sur la Figure 1) est envisageable sans travaux de modification du réseau existant. Cette extension permettra de raccorder au moins 7 abonnés représentant + **6,7 GWh** de chaleur livrée et + **2,1 km** de réseau. La densité de 3,2 MWh/ml est supérieure au seuil minimum attendu par l'ADEME pour participer au financement.

Des travaux seraient alors à prévoir sur le secondaire des écoles Louis Pergaud, Lapierre + Bruyère. Un réseau serait aussi à créer pour raccorder les bâtiments de la MMA (*source : Dalkia*) :

Réseau primaire ~2 km + 6 SST

Energie livrée ~ 4220 MWh

Puissance souscrite ~ 2500 kW



Figure 4 – Cartographie extension Est / MMA du réseau Syner'gie

6.1.5 Bollée

L'extension Bollée (en vert sur la Figure 1) est un projet d'extension important, qui permettrait de raccorder plus de 40 bâtiments représentant + **30 GWh** de chaleur livrée et + **9 km** de réseau. La densité de 3,3 MWh/ml est supérieure au seuil minimum attendu par l'ADEME pour participer au financement.

Une puissance supplémentaire d'appoint/secours gaz naturel sera mis en œuvre au niveau de la CHAUFFERIE BORDS DE L'HUISNE, en lieu et place de l'actuelle cogénération, à l'issue de son contrat d'obligation d'achat en 2024.

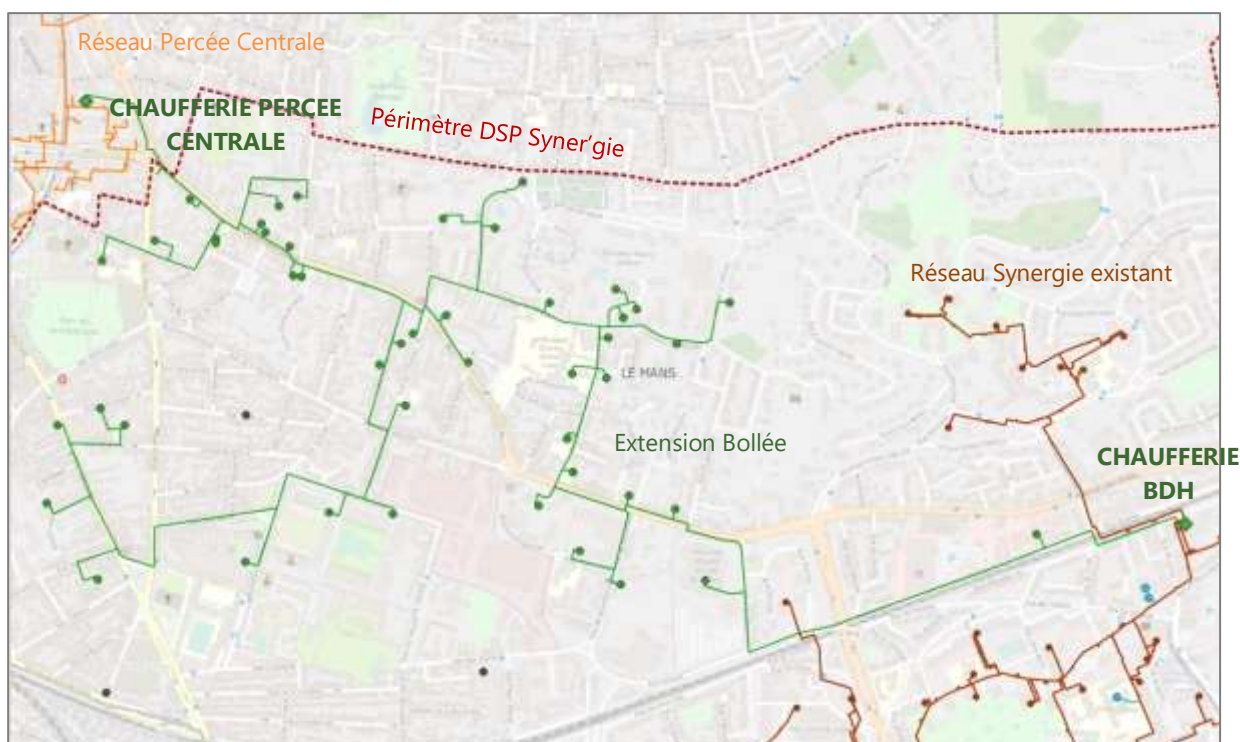


Figure 5 – Cartographie de l'extension Bollée

6.1.6 Percée Centrale

Les besoins de chaleur sont estimés à **14,5 GWh¹** (sortie chaufferie). Une description complète de ce réseau est fournie en première partie du présent rapport.

Le réseau de chaleur de la Percée Centrale est situé en dehors du périmètre de Synergie. L'export de chaleur de Synergie vers Percée Centrale est possible par le contrat de DSP.

Le raccordement du réseau au niveau de sa chaufferie représente un raccordement de 260 ml à partir du dernier abonné de l'avenue Bollée.

- ⇒ Le réseau de Percée Centrale sera raccordé en un seul point de livraison d'une puissance de **10 MW**, au niveau de la chaufferie.
- ⇒ Ce raccordement est dimensionnant pour l'extension Bollée, et doit donc être anticipé.

Une comparaison des avantages et inconvénients d'un raccordement de Percée Centrale sur le futur réseau Nord ou sur l'actuel réseau Syner'gie a été effectué dans la présente étude.

Raccordement au futur réseau Le Mans Nord	Raccordement sur le réseau Synergie
- Impact économique neutre sur le prix de chaleur du réseau à unité de production	- Prix de chaleur SYNERGIE inférieur au prix de chaleur objectif du Nord permettant

¹ Percée Centrale : consommation de chaleur des abonnées mesurée 2019 recalée sur les DJU de référence (2100 et prise en compte de pertes réseau de 10%)

de chaleur identique, mais baisse du taux ENR&R global du réseau ; - Incertitude sur la réalisation du réseau, sur son tracé, son calendrier et le prix de chaleur	de dégager plus d'économie. Ces économies pourraient être utilisées pour le financement d'une rénovation urbaine. - Réseau existant, plus de certitudes sur la réalisation de l'extension Bollée. - Possibilité de traiter la fourniture de chaleur en export.
---	--

⇒ **Dans la suite de l'étude, il sera considéré que la Percée Centrale sera raccordée au réseau Syner'gie.**

6.1.7 Création de ZAC

Pour les ZAC, les consommations de chaleur sont estimées de la façon suivante :

- Construction progressive et régulière sur 5 à 10 ans
- Besoins utiles estimés : chauffage 30 kWh/m².an, ECS : 35 kWh/m².an
- Surface moyenne : 65 m² / logement
- Nombre de logements collectifs : 50% si non fourni.

Sur la **ville d'Allonnes**, plusieurs ZAC sont envisagées à proximités du réseau de chaleur existant :

ZAC	Statut / échéances	Surface	Logements	Activité
Buissonnière Secteur Perrière	en cours – Fin avant 2025	8 ha	228 logements - dont 20 à 30% social et 40% en collectif	-
Bussonnière	début en 2025	40 ha	800 logements	-
Vivier 1 et 2	Nc	Nc	Nc	oui
Beausoleil	Nc	Nc	Nc	Nc

Tableau 2 – ZAC identifiées à Allonnes

Une valeur de + 2 GWh de consommation de chaleur à terme sera considérée.

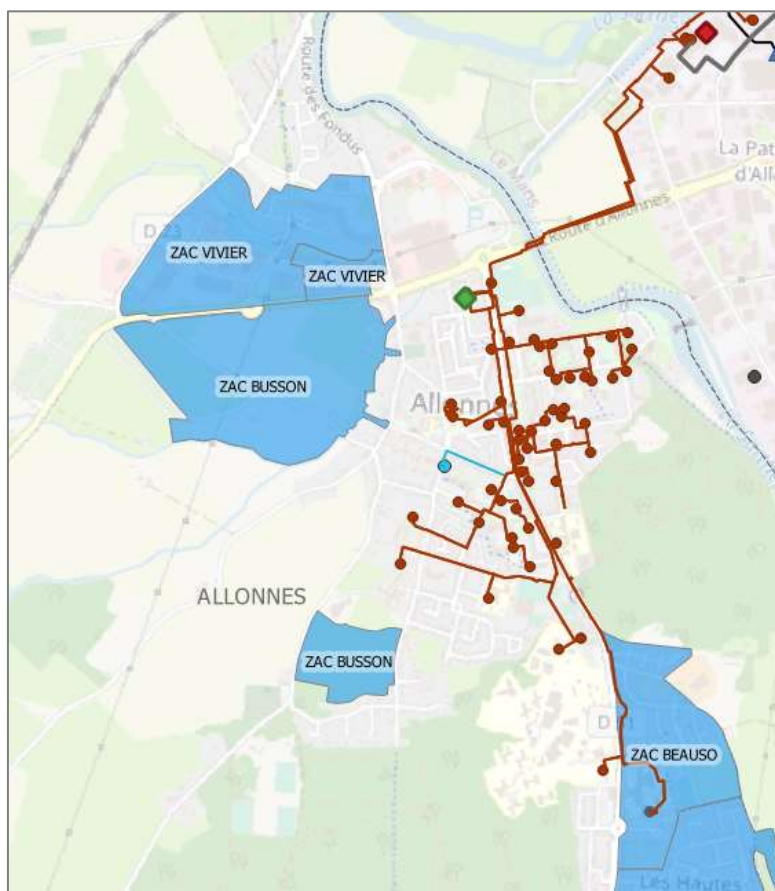


Figure 6 – Cartographie des ZAC à proximité du réseau Allonnes

A **proximité du réseau Bords de l'Huisne**, les ZAC suivantes ont été identifiées. Les besoins de chaleur sont estimés à terme (2040) à + **6 GWh** au total.

ZAC	Statut / échéances	Surface	Logements	Activité
Gazonfier	Nc	Nc	Nc	Nc
Cartoucherie	Début en 2022 Fin 2030	0	200 logements dont 25% social indiv/collectif	-
Pontlieue - Vauguyon	Nc	Nc	Nc	Nc

Tableau 3 – ZAC identifiées sur Bords de l'Huisne

En outre l'ancienne caserne Paixhans est prévue pour être aménagée avec des logements neufs avec consommation de chaleur à terme de 5760 MWh.

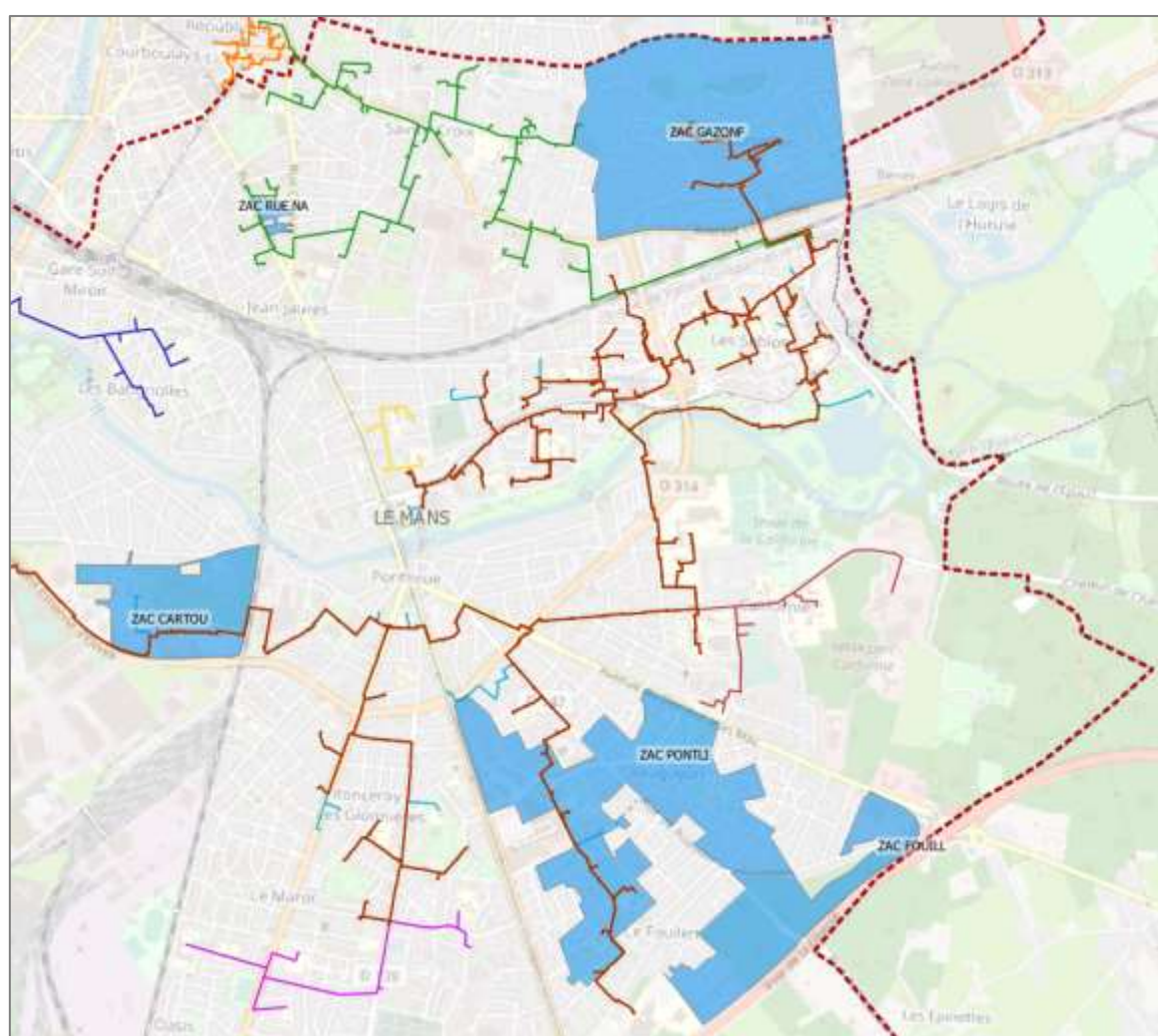


Figure 7 – Cartographie des ZAC à proximité du réseau Bords de l'Huisne

- ⇒ Les projets neufs sont amenés à être conservés/abandonnés, modifiés en volume et en qualité. A ce stade il n'est pas possible de connaître avec certitude les futurs projets. Les hypothèses prises correspondent donc à de futurs abonnés potentiels à raccorder sur le réseau Syner'gie.

6.1.8 Synthèse des développements

En 2020, le potentiel de développement est estimé à **+47,5 GWh** en densification, extension Sud, extension Bollée (hors Percée Centrale), extension MMA et extension Sablons. Il est de **+62 GWh** avec Percée Centrale.

Le logement privé représente 1/3 des consommations de chaleur identifiées.

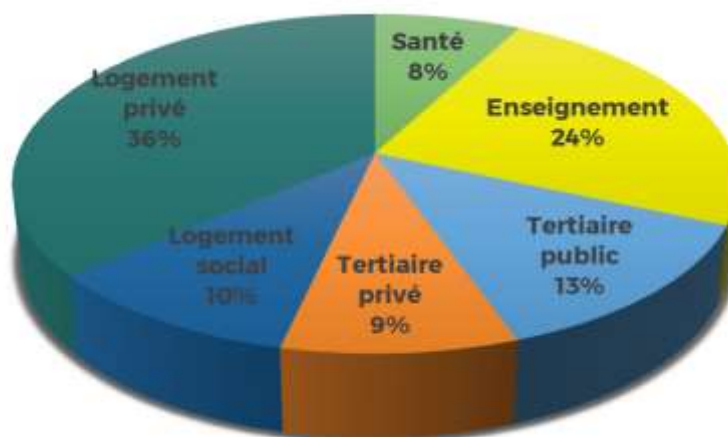


Figure 8 – Répartition des consommations par usage (développement Syner'gie)

Le tableau suivant résume pour les différentes extensions envisageables d'ici 2030, les quantités de chaleur mises en jeu et les densités.

	CONSO ECS MWh u	CONSO CHAUFF MWh u	CONSO TOTALE MWh u	Réseau ml	densité MWh/ml	nbr SST
Densification	1 119	4 001	5 120	2620	2,0	24
Bollée	4 713	24 786	29 499	8890	3,3	51
BdH Sud	430	3 306	3 736	2280	1,6	11
BdH Sablons	548	1 892	2 440	810	3,0	9
BdH MMA	152	6 586	6 738	2130	3,2	8
Total	6 962	40 572	47 534	16 730	2,8	103

Tableau 4 – Synthèse du développement Synergie à 10 ans

Le développement de Syner'gie nécessite la création de **16,7 km** de réseau supplémentaire, portant la densité de ce développement à **2,8 MWh/ml**.

En exportant de la chaleur vers Percée Centrale, la longueur de réseau est portée à **17 km** et la densité à **3,7 MWh/ml**.

6.2 Le quartier Novaxud / Les Riffaudières / Gare Sud

Le quartier au sud-ouest de la gare est situé dans le périmètre de Syner'gie. Il est enclavé entre Sarthe, Huisne, rocade et voie ferrée. Ce quartier est, en outre, très éloigné des feeders du réseau (1,5 km par rocade).

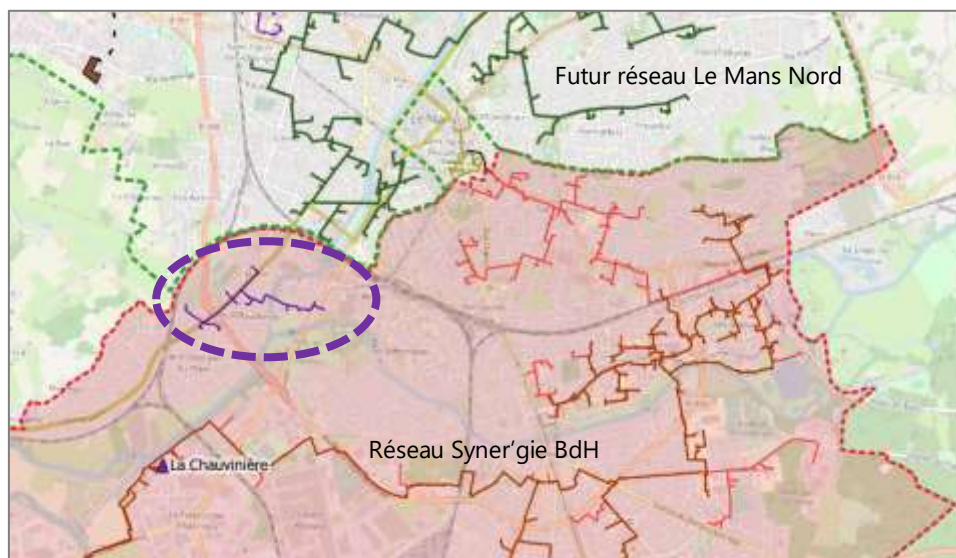


Figure 9 – Plan de situation du quartier Novaxud/Les Riffaudières

Plusieurs gros consommateurs de chaleur ont été identifiés sur une zone resserrée, permettant d'atteindre **8,3 GWh pour 2,3 km de réseau**.

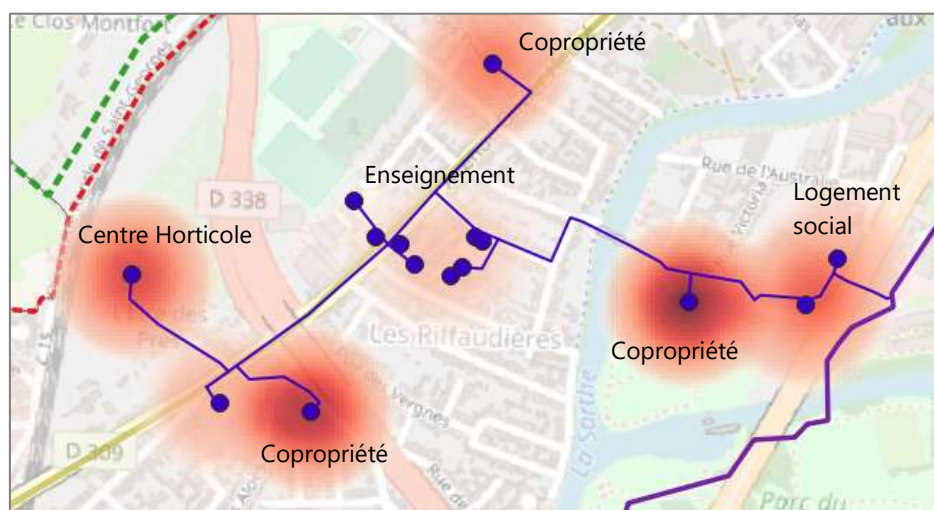


Figure 10 – Points de livraison du quartier Les Riffaudières

Une liaison entre le futur réseau Le Mans Nord et la Chauvinière passant par le Bd. Demorieux (scénario 1) permettrait d'alimenter un tel réseau. Dans le cas où ce scénario n'est pas retenu, une autre source ENR&R devra être mise en œuvre.

⇒ **Le quartier Riffaudières/Gare Sud/Novaxud présente un intérêt pour la création d'un réseau de chaleur ENR&R. Il serait pertinent de lancer une étude de faisabilité.**

6.3 Le Mans NORD

6.3.1 Recensement des besoins en chaleur

Le potentiel de consommation de chaleur sur la zone Le Mans Nord est présenté dans l'étude de faisabilité. La carte suivante présente le bilan de la prospection et des consommations identifiées : **150 GWh utiles** ont été recensés pour les DJU de référence (2100).



Figure 11 – Carte de chaleur sur Le Mans Nord (recensement)

Seule une partie des sites ont été identifiés comme potentiels à être raccordés sur un futur réseau de chaleur. **109 GWh** de besoins sont donc identifiés sur la zone Nord sur **166 sites** (projets neufs inclus) qui pourraient être raccordés à un réseau de chaleur.

Les consommations de chaleur sont réparties à 78% en chauffage et 22% en ECS. Le logement (public et privé) représente près de 50% des consommations.

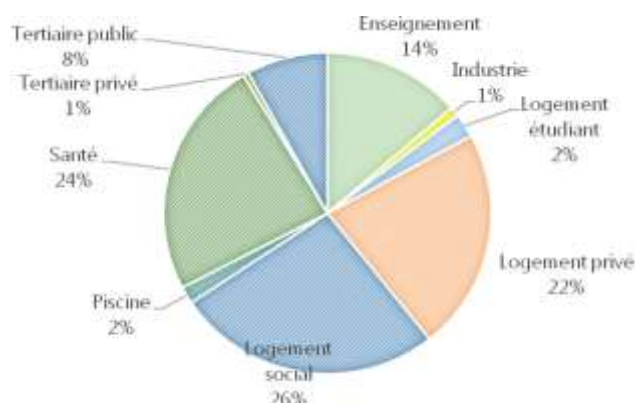


Figure 12 – Répartition par type d'usage sur Le Mans Nord

Les équipements publics représentent 48%, le logement social et étudiant 28%, soit au total 76% des consommations concernent le secteur public.

⇒ **Le patrimoine le plus incertain (secteur privé, copropriété) représente moins de ¼ des consommations identifiées.**

Nota : Les besoins des réseaux de Coulaines-Bellevue, Centre Hospitalier et Université sont compris dans la zone Nord Le Mans. Le réseau de la Percée Centrale n'est pas comptabilisé dans les données précédemment chiffrées.

6.3.2 Tracé du réseau

Le réseau de chaleur a été tracé pour alimenter les points de consommation identifiés et présentés précédemment. La longueur totale est de **31 km** répartis de la façon suivante :

- 27,8 km de réseau neuf à créer [vert dans la figure ci-dessous],
- 2,2 km de réseau existant à éventuellement reprendre (Coulaines-Bellevue) [orange].

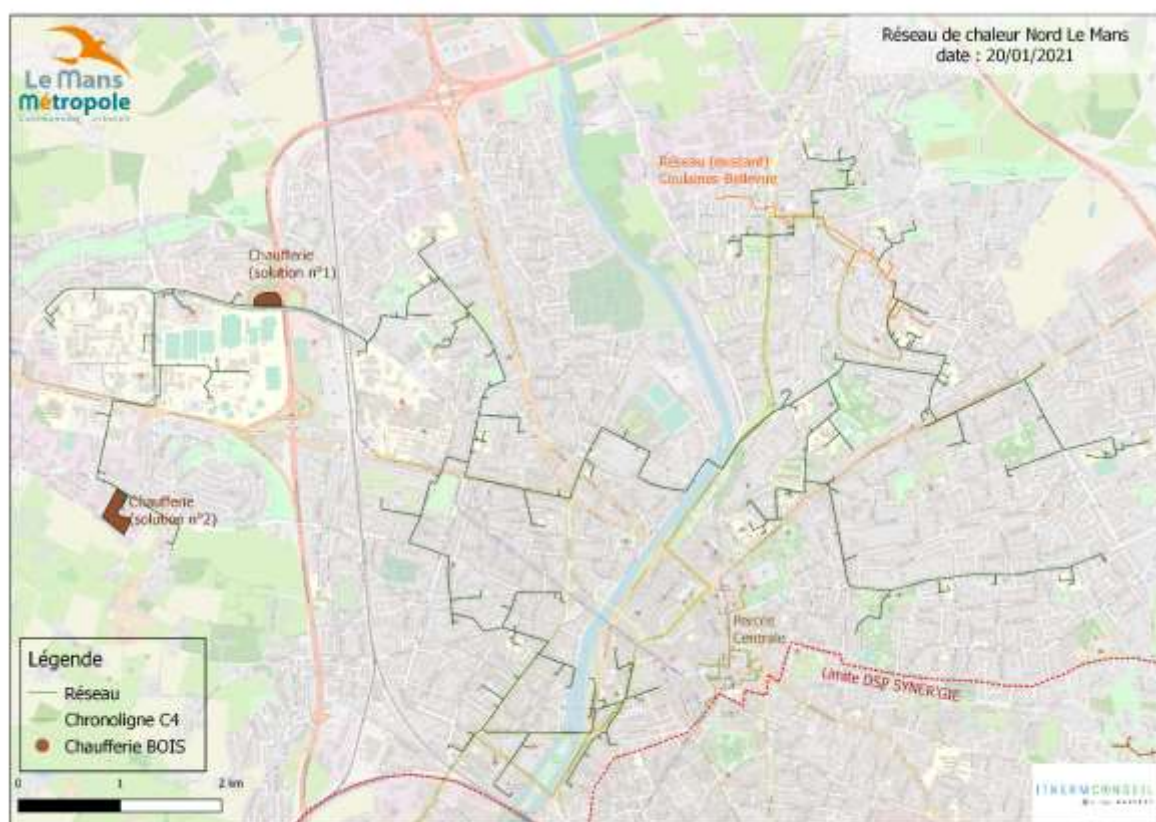


Figure 13– Tracé du réseau Nord

La densité énergétique globale du réseau est de **3,5 MWh/ml** ce qui est supérieur au seuil minimum demandé par l'ADEME pour subventionner sa construction.

L'ensemble des résultats sur Le Mans Nord est donné dans l'étude de faisabilité (Annexe).

7. EVOLUTION DES CONSOMMATIONS

7.1 Evolution des DJU

Les DJU chauffage enregistrés sur Le Mans diminuent de **13%** en 10 ans, entre 2009 et 2019. Les DJU de référence utilisés pour l'étude sont de 2100.

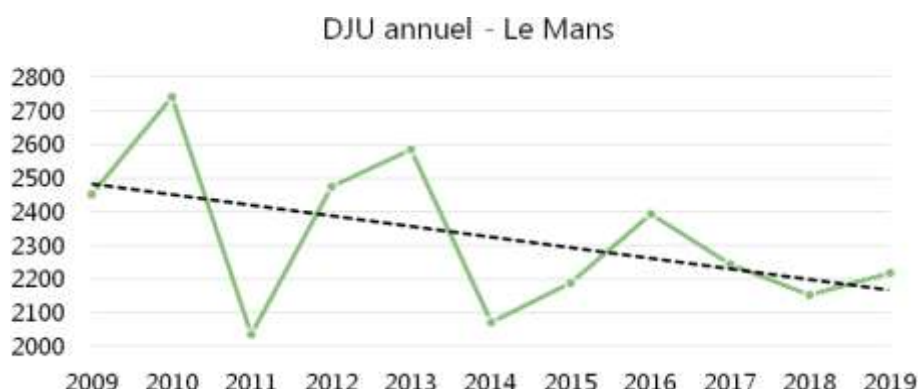


Figure 14– Evolution des DJU sur les 10 dernières années

En conservant une diminution constante de la moyenne des DJU sur 10 ans on peut imaginer que les **DJU chauffage en 2030 seront de 1827**.

⇒ L'évolution des DJU n'est pas prise en compte dans l'évolution des besoins pour la suite de l'étude ; en revanche une **étude de sensibilité** de la variation des DJU sur le prix de la chaleur a été menée et est présentée dans l'étude de faisabilité.

Nota : Les DJU utilisés pour les nouveaux bilans technico-économiques de SYNERGIE sont de 90% des DJU trentenaire. En 2020, pour la période d'octobre à mai ils sont de 2077.

7.2 La rénovation énergétique des patrimoines

La réhabilitation des bâtiments en vue d'une diminution des consommations est nécessaire pour atteindre les objectifs que le Mans s'est fixé dans son PCAET (-30% des besoins à horizon 2030 par rapport à 2012). Plusieurs outils ont été mis en place par l'appareil législatif pour faciliter la réalisation de ces rénovations, on peut citer notamment :

- Le récent **Décret Tertiaire**, qui vise la diminution des consommations en énergie finale des bâtiments tertiaires de plus de 1000 m² de 40% en 2030 et 50% en 2040 par rapport à une année de référence à fixer ;
- Les **opérations ANRU** et plans de rénovation du parc social hors ANRU ;
- La Réglementation Thermique sur la réhabilitation ;

- Le **Plan de Relance** qui dote l'ANAH de moyens financiers supplémentaires pour la réhabilitation des logements et qui élargit le recours à **MaPrimRénov** (remplacement du CITE) à une prime générale pour les copropriétés (sans conditions de ressources) ;
- Le mécanisme des **Certificats d'Economie d'Energie**.

Dans ce cadre, la réduction des besoins en chaleur a été calculée pour les sites sur la base d'un taux de réduction à échéance 2040. Ce taux est alors appliqué sur les besoins de chauffage :

- A une année donnée si une information sur la date de réhabilitation est connue ;
- En % constant sur 20 ans jusqu'à 2040.

Logement privé/copropriété	- 20%
Logement social et étudiant	- 30%
Enseignement	- 35%
Piscine	- 5%
Santé	0%
Autre tertiaire public	- 35%
Tertiaire privé	- 30%
Industrie	- 5%

Tableau 5 – Taux de réduction des besoins à échéance 2040 par catégorie de bâtiment

Pour les bâtiments ayant des consommations inférieures à 35 kWh/m².an (si la donnée est connue) aucune baisse de consommation n'a été appliquée.

Les équipements de santé ne font également l'objet d'aucune baisse dans la mesure où la demande croissante de ce secteur ne peut laisser présager que des augmentations de consommation (extensions, nouveaux bâtiments hors ceux déjà identifiés à ce jour).

Nota : Il n'y a pas de baisse considérée sur les besoins d'eau chaude sanitaire dans l'étude même si dans la réalité il existe plusieurs solutions pour réduire ces consommations tel que : une meilleure isolation des réseaux d'eau chaude sanitaire, l'équilibrage de ces réseaux, la mise en place de chauffe-eau solaires collectifs.

7.3 Les constructions neuves

Les projets de construction neuve pris en compte dans l'étude sont présentés dans le chapitre 6.1.7. Deux projets ont par ailleurs été retenus dans le cadre du réseau de chaleur Nord :

- Un quartier neuf à la place de l'ancien site ENGIE à proximité de la Sarthe, au Sud du périmètre du réseau « Le Mans Nord »
- La rénovation du centre-ville de Coulaines.

-	Besoins à terme	Echéance
Ancien site ENGIE	423 MWh ²	5 ans à partir de 2020
Centre-ville Coulaines	359 MWh	Jusqu'en 2030

Tableau 6 – Besoins en chaleur des nouvelles constructions sur Le Mans Nord

Le raccordement de ces nouvelles constructions représente à termes **+780 MWh** de besoins.

7.4 Développement du Centre Hospitalier

Le Centre Hospitalier du Mans, qui représente un besoin de chaleur de près de 20 GWh utiles (sortie chaufferie) a planifié, à ce jour, 4 extensions importantes. Elles seront alimentées en chaleur par la chaufferie existante du CHM, et donc par le futur réseau. Les caractéristiques de ces extensions sont présentées dans le tableau ci-dessous

Les besoins en chaleur de ces nouveaux bâtiments ont été estimés sur la base des puissances fournies par le CHM et d'une hypothèse de 2000 heures pleine puissance.

	Surface	Puissance chauff	Puissance ECS	Conso totale	Année
	m ²	kW	kW	MWh u	-
CHM actuel	144 357	10 280		19 931	2020
Madeleine BRES	9 700	804	357	2 322	2021
Plantagenet	10 400	635	419	2 108	2021
Cancéro 1	10 800		703	1 406	2022
Cancéro 2	9 400		900	1 800	2024

Tableau 7 – Besoins en chaleur du Centre Hospitalier actuel et futur

7.5 Evolutions sur SYNER'GIE

7.5.1 Effet des DJU sur le réseau Syner'gie

L'estimation des consommations futures du réseau Syner'gie a été réalisée à partir des consommations de chaleur 2020 figurant au contrat de DSP, recalculées sur la base des DJU

² D'après les données fournies au 01/07/2021, les besoins de chaleurs estimés sur la ZAC ANATOLE France (ancien site ENGIE) sont de 792 GWh pour environ 15 600 m² de logements, 2500 m² de bureaux et 1100 m² de tertiaire. L'hypothèse de besoin utilisée dans le Schéma Directeur et l'étude de faisabilité est donc conservatrice.

de référence (2100). Le tableau suivant présente l'évolution des consommations de chaleur mesurées jusqu'à présent.

⇒ Avec ces hypothèses, la chaleur livrée en 2020 est estimée à **142 GWh**, ce qui représente **-16 GWh par rapport au contractuel**.

Réseau SYNER'GIE	2017	2018	2019	Contractuel 2020	Base 2020
Livraison chaleur (MWh)	99 037	103 282	127 762	158 315	141 708
DJU	2087	1969	2005	2422	2100
MWh / DJU	47,45	52,45	63,72	65,37	37,48
Nombre de sous-stations	133	143	157	157	157

Tableau 8 – Evolution de la demande en chaleur et base 2020 Syner'gie

7.5.2 Effet de la rénovation sur les besoins du réseau Syner'gie

La rénovation énergétique des bâtiments impacte significativement le réseau Syner'gie. Les baisses de consommations sur les bâtiments existants sont estimées à 22% d'ici à 2040 soit - 32 GWh.

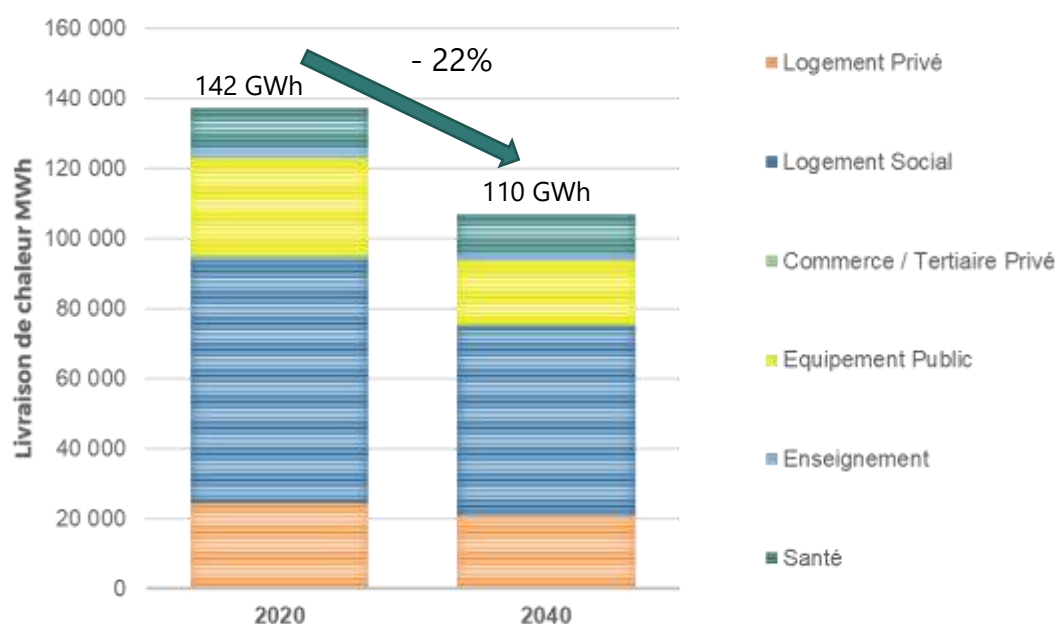


Figure 15 – Impact de la rénovation énergétique sur le réseau Synergie à 2040

Les effets de la rénovation sur les nouveaux bâtiments à raccorder (extension/ densification) est du même ordre, et représente près de 11 GWh de baisse de consommations.

EXTENSIONS	Besoins en 2020	Besoins en 2040	Baisse de consommations
Santé	3 698	3 698	0%
Enseignement	11 370	7 590	-33%
Tertiaire public	6 146	3 995	-35%
Tertiaire privé	4 226	2 958	-30%
Logement social	4 758	3 688	-23%
Logement privé	17 336	14 736	-15%
TOTAL	47 534	36 663	-23%

Tableau 9 – Bilan des extensions de Synergie et leur évolution à 2040

7.5.3 Récapitulatif pour les nouveaux bâtiments sur le périmètre Syner'gie

Les bâtiments neufs à raccorder sur Synergie sont les suivants (pour synthèse) :

Ancienne caserne Paixhans (Bollée)	+ 5 730 MWh en 2030
ZAC Cartoucherie (feeder BdH)	+ 420 MWh en 2030
ZAC Buissonnière (Allonnes)	+ 2 075 MWh en 2035

Tableau 10 – Bilan des nouvelles constructions sur Syner'gie

7.5.4 Calendrier de phasage

Le calendrier de développement envisagé est le suivant :

Extension BdH Sud	2022
Extension BOLLEE (hors nouvelles ZAC)	2022-2023 ³
Densification	2024
Extension BdH Sablons	2024
Extension BdH MMA	2024
PERCEE CENTRALE	2024 (nota : fin contrat cogé 10/2023)

³ Au 01/07/2021, le dernier calendrier prévoit une réalisation de l'extension Bollée entre 2023 et 2025. L'hypothèse utilisée dans l'étude de faisabilité est donc favorable au développement précoce des réseaux.

ZAC Bussonnière Perrière	100% en 2025
Logements neufs Paixhans	100% en 2030
ZAC Bussonnière	100% en 2035
ZAC Cartoucherie	100% en 2030

Tableau 11 – Calendrier de développement Syner'gie

7.5.5 Synthèse de l'évolution des besoins sur Synergie

L'évolution des besoins sur Synergie est présentée dans la figure suivante ; elle prend en compte :

- Le développement du réseau en densification et extension
- La construction et le raccordement de bâtiments neufs
- L'export de chaleur vers la Percée Centrale
- Les effets de rénovation sur l'ensemble des bâtiments

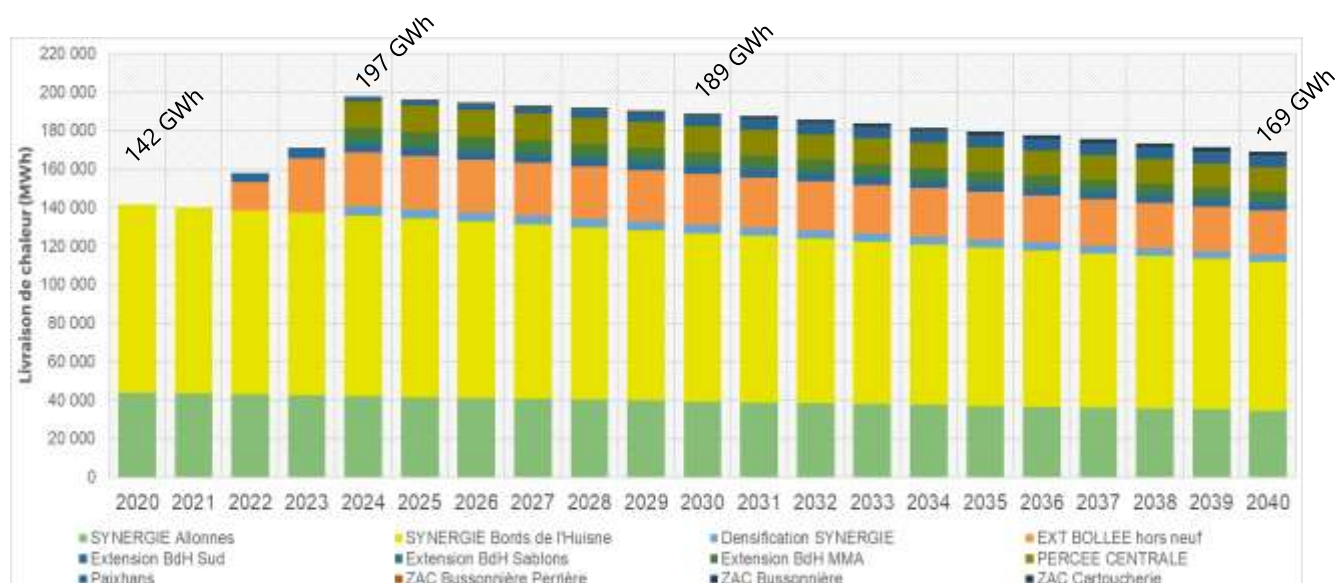


Figure 16 – Evolution des besoins de chaleur sur Synergie

L'évolution des besoins est de **+47 GWh en 2030** par rapport à 2020 et + 27 GWh en 2040 (fin de la DSP). **La densification et les extensions compensent l'effet de la rénovation.**

Il est donc **nécessaire d'opérer le développement du réseau Synergie** pour :

- **Eviter de perturber l'équilibre économique de la DSP,**
- **Maintenir et augmenter le niveau de valorisation de la chaleur fatale issue de l'UVED.**

7.6 Synthèse pour LE MANS NORD

Les besoins de chaleur recensés en 2020 pour 2100 DJU sont de 108 GWh. Jusqu'en 2024 cette consommation augmente jusqu'à **109 GWh** du fait de la construction de nouveaux bâtiments au Centre Hospitalier. A partir de 2025, les nouvelles ZAC ne compenseront néanmoins pas les baisses de besoins dues aux réhabilitations, de ce fait les consommations diminueront pour atteindre **106 GWh en 2030** et **99 GWh en 2040**, ce qui correspond à une **baisse de -8% des besoins par rapport à 2020**.

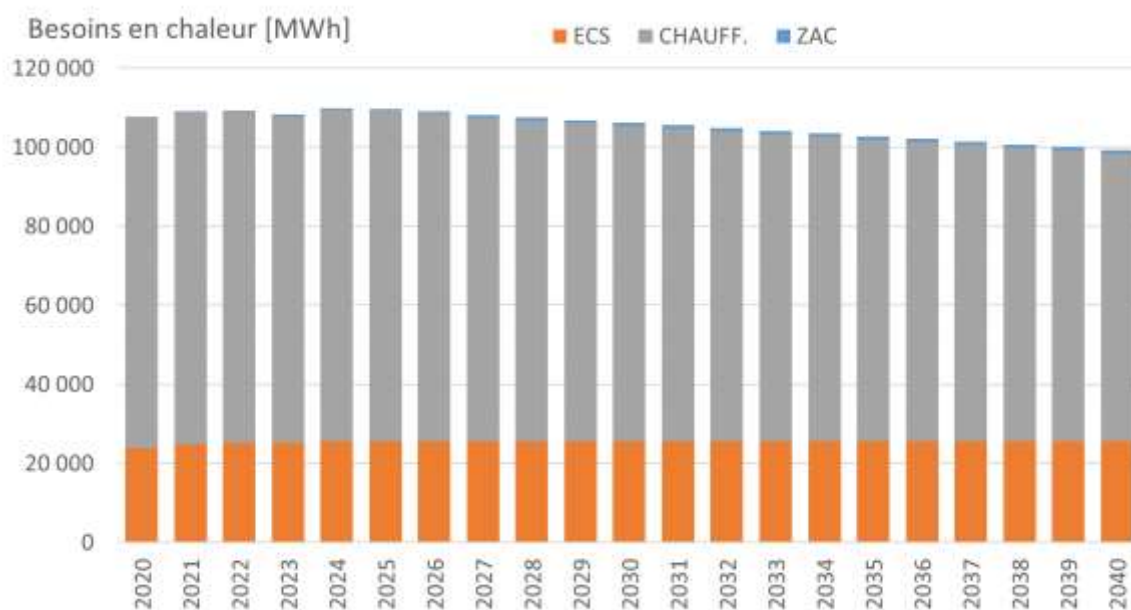


Figure 17– Evolution des besoins de chaleur Le Mans Nord

⇒ Les nouvelles constructions prévues dans l'étude ne compensent pas la diminution des consommations.

8. LES AUTRES COMMUNES DE LA METROPOLE

La métropole du Mans comprend actuellement 19 communes. Sur chacune d'elle le potentiel de création d'un réseau de chaleur a été étudié.

8.1 Méthode

La méthode utilisée a été la suivante :

- Collecte des données de consommation des bâtiments publics via une enquête auprès des communes et les relevés GRdF 2017 ;
- Cartographie des sites de consommation pour les bâtiments ayant de la production de chaleur de type gaz ou fioul collectif ;
- Tracé de réseaux de chaleur liant les sites de consommation ;
- Calcul d'une densité pour évaluer la pertinence technico-économique.

Il a été identifié les potentiels suivants :

- Création d'un réseau de chaleur avec au moins 2 abonnés (réseau de chaleur au sens juridique) ;
- Création d'un réseau de chaleur technique (bâtiments de la ville).

Nota : Les communes de Chaufour Notre Dame, Fay et Trangé ne sont actuellement pas alimentées par le réseau de gaz naturel. Ces communes disposent donc d'équipements alimentés au fioul ou à l'électricité (PAC en centralisé ou convecteurs).

Nota : Les communes de Chaufour-Notre-Dame, Fay, La Milesse, Ruaudin, St Georges et St Saturnin n'ont pas fourni les données nécessaires à la réalisation de l'étude.

Les résultats par commune sont aussi présentés en **Annexe**.

ITHERMCONSEIL

8.3 Potentiel de réseau de chaleur (sens juridique)

Un potentiel de création d'un réseau de chaleur a été identifié sur les communes d'Arnage, Champagné, Mulsanne, Ruaudin, Saint Saturnin et Yvré l'Evêque.

Arnage

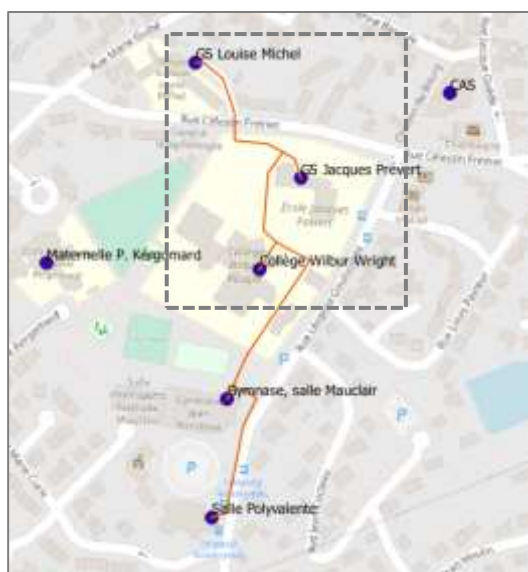
La commune d'Arnage dispose de plusieurs équipements publics dont un lycée, un collège et plusieurs équipements sportifs. La densité d'un projet resserré autour de ces derniers est meilleure que dans le cas où la mairie et le groupe scolaire seraient raccordés, et supérieur au seuil des 1,5 MWh/ml demandé par l'ADEME pour subventionner un projet.

Nombre de bâtiment	6	8
Surface totale (m ²)	20 061	25 435
Besoin chaleur (MWh)	1 840	2 288
Longueur de réseau (ml)	1042	2165
Densité (MWh/ml)	1,8	1,1



Un industriel fortement consommateur de gaz (environ 2,6 GWh PCS) est situé à 1,4 km au sud du centre-ville. Le potentiel de récupération de chaleur fatale est à investiguer.

Champagné



La commune de Champagné dispose de plusieurs équipements publics dont un collège et des groupes scolaires. La densité d'un projet resserré autour de ces derniers est meilleure que dans le cas où le gymnase et la salle polyvalente seraient raccordés, mais dans les deux cas elle est supérieure au seuil des 1,5 MWh/ml demandé par l'ADEME pour subventionner un projet.

Nombre de bâtiment	3	8
Surface totale (m ²)	6 936	10 760
Besoin chaleur (MWh)	436	923
Longueur de réseau (ml)	260	560
Densité (MWh/ml)	1,7	1,6

Des industriels fortement consommateur de gaz sont situés à 1,5 km au sud du centre-ville. Le potentiel de récupération de chaleur fatale est à investiguer.

Saint Saturnin

La commune de Saint Saturnin accueille un gros consommateur : le Pôle Régional du Handicap (PRH).

Nombre de bâtiment	4
Besoin chaleur (MWh)	9 264
Longueur de réseau (ml)	775
Densité (MWh/ml)	12,0

Les besoins de chaleur ont été estimés à partir des consommations de gaz de 2017 issues de la base de données GRdF. La commune n'a fourni aucune donnée sur ses bâtiments, situés au Nord du PRH. **Compte tenu de la bonne densité, il serait pourtant tout à fait envisageable de créer un réseau de chaleur.**

Aucun potentiel de récupération de chaleur fatale n'a été identifié dans cette zone.



Yvré l'Évêque

La commune d'Yvré l'Évêque dispose de nombreux équipements public et privés mais ils sont répartis sur une large zone. Un périmètre resserré autour du collège et du groupe scolaire Condorcet permet d'identifier un réseau avec une densité supérieure au seuil des 1,5 MWh/ml demandé par l'ADEME pour subventionner un projet.

Nombre de bâtiment	5
Surface totale (m ²)	10 806
Besoin chaleur (MWh)	868
Longueur de réseau (ml)	306
Densité (MWh/ml)	2,8

Aucun potentiel de récupération de chaleur fatale n'a été identifié dans cette zone.



Synthèse pour la création de réseaux de chaleur

Les communes ayant un potentiel de création d'un réseau de chaleur sont les suivantes :

	Besoin chaleur (MWh)	Long. Réseau (m)	Densité
Arnage	1 840	1042	1,8
Champagné	923	560	1,6
Mulsanne	2 287	1366	1,7
Ruaudin	798	431	1,9
Saint Saturnin	9 264	775	12
Yvré l'Evêque	868	306	2,8

Tableau 12 – Potentiel de création de réseau de chaleur sur les autres communes

Parmi ces potentiels, 2 communes ont un potentiel de création de réseau de chaleur supérieur à 2 GWh et 4 communes ont des réseaux plus modestes entre 500 MWh et 2 GWh.

Un taux ENR&R d'au moins 65% sera nécessaire pour qu'ils puissent être financés et donc que les projets puissent émerger. Dans ces conditions, la production ENR&R est estimée au minimum à 11,5 GWh⁴ et les économies de CO₂ à 2930 tonnes⁵

- ⇒ Le **potentiel total de création de réseaux de chaleur est estimé à 16 GWh**, dont 9 GWh sur le PRH.
- ⇒ La quantité ENR&R valorisable est d'au moins **11,5 GWh** et les économies de CO₂ réalisées, par rapport à une solution 100% gaz sont estimée à **2930 tonnes par an**.
- ⇒ Des **études de faisabilité sont à mener par Le Mans Métropole**, qui dispose de la compétence réseau de chaleur, pour envisager la création de ces réseaux. Les études de faisabilité devront intégrer l'étude de diverses sources de production de chaleur : solaire, biomasse, géothermie basse profondeur, récupération de chaleur fatale.

⁴ Rendement réseau de 90%

⁵ Rendement production gaz de 92% - contenu CO₂ du gaz = 234 g/kWh PCI

8.4 Potentiel de réseau de chaleur techniques

Parmi les autres communes, certaines ont des potentiels pour la création de réseaux de chaleur technique. Ces informations sont fournies à titre indicatif, dans la mesure où Le Mans Métropole n'a pas de rôle à jouer dans la création de ces réseaux, outre le fait d'informer les communes concernées.

	Besoin chaleur (MWh)	Long.Réseau (ml)
Aigné	263	121
La Chapelle Saint Aubin	491	144
Pruillé le Chétif	144	134

Tableau 13 – Potentiel de création de réseau technique sur les autres communes

- ⇒ Le **potentiel total de création de réseaux techniques est estimé à 900 MWh**.
- ⇒ La quantité d'ENR&R valorisable sur ces réseaux, pour obtenir des subventions ADEME est de minimum **65% soit 650 MWh**, permettant **d'éviter l'émission de 165 tonnes de CO₂**.

8.5 Aucun potentiel identifié

Pour toutes les autres communes, le potentiel de création d'un réseau de chaleur est faible, voire inexistant.

Rouillon

La commune de Rouillon dispose de plusieurs équipements publics et un EHPAD. Néanmoins la densité d'un réseau de chaleur permettant de raccorder tous ces bâtiments est inférieure au seuil des 1,5 MWh/ml demandé par l'ADEME pour subventionner un projet.

Nombre de bâtiment	5
Surface totale (m ²)	6 901
Besoin chaleur (MWh)	430
Longueur de réseau (ml)	775
Densité (MWh/ml)	0,6

Le Lycée Agricole est un gros consommateur (1,4 GWh) mais il est éloigné de 1,7 km du centre-ville (densité < 1,5 MWh). L'étude d'une production ENR&R spécifique à cet établissement serait opportune.



⇒ **Le potentiel de création d'un réseau de chaleur sur la commune n'est pas évident à ce stade de connaissance des consommations de chaleur des différents bâtiments.**

Autres communes

Bâtiment	Observation
Chaufour-Notre-Dame	Commune non desservie par le gaz naturel. Aucune donnée fournie par la commune.
Fay	Commune non desservie par le gaz naturel. Aucune donnée fournie par la commune.
La Milesse	Aucune donnée fournie par la commune. Plusieurs bâtiments publics potentiellement raccordables.
Rouillon	Densité = 0,6 MWh/ml faible⁶
Saint George du Bois	Aucune donnée fournie par la commune
Trangé	Commune non desservie par le gaz naturel. Majorité de productions électriques. Groupe scolaire au fioul 160 MWh/an ⇒ Intérêt de projets photovoltaïques

Tableau 14 – Liste des communes avec peu ou sans potentiel

⁶ Inférieure au seuil de 1,5 MWh fixé par l'ADEME pour subventionner un réseau de chaleur

8.6 Conclusion

Les communes autres que Le Mans, Allonnes et Coulaines, présentent un potentiel de **17 GWh de chaleur livrés par réseau de chaleur** (public à 16 GWh, technique à 900 MWh) pour environ **5 km de réseau**. **La quantité de chaleur ENR&R valorisable sur ces réseaux sera au minimum de 12 GWh⁷**. Ces réseaux permettraient **d'éviter l'émission d'environ 3100 tonnes de CO2 par an**.

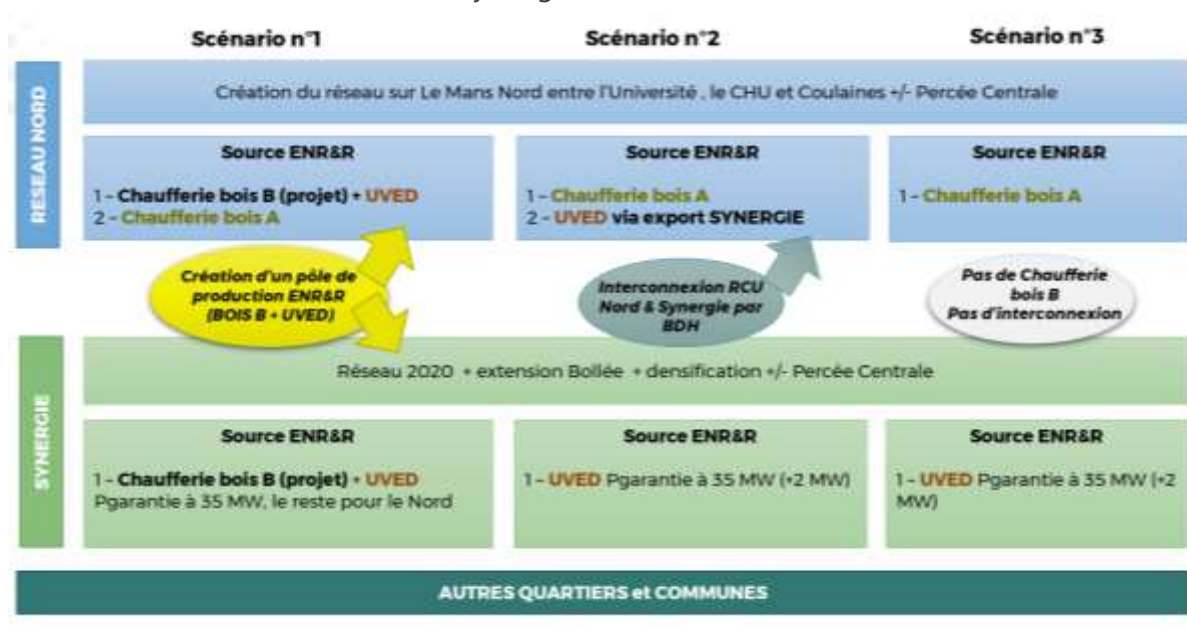
Des études de faisabilité sur les communes présentant un potentiel sont à réaliser par Le Mans Métropole pour qualifier plus précisément les projets à réaliser.

⁷ Hypothèse de calcul : rendement réseau de 90%, taux ENR&R de 65% minimum nécessaire pour bénéficier de subventions ADEME.

9. PRESENTATION DES SCENARIOS

9.1 Scenarios proposés

Les trois scénarios suivants ont été étudiés. Dans les trois cas, les quantités de chaleur sont identiques et les tracés de réseau desservant les abonnés ou futurs abonnés sont aussi les mêmes. La différence entre chaque scénario porte sur la fourniture de chaleur et l'interconnexion, ou non du réseau Syner'gie existant et du réseau Le Mans Nord, à créer.



Pour le réseau de chaleur Le Mans Nord, les résultats sont détaillés dans l'étude de faisabilité. Le présent rapport fournit uniquement la synthèse des résultats.

Le tableau suivant récapitule les perspectives de développement des réseaux, d'ici à 2030 :

	Livraison de chaleur	Longueur de réseau	Commentaire
Le Mans Nord	106 GWh	31 km	Dont réseau Coulaines Bellevue
Syner'gie	190 GWh	57 km	Réseau 2020 + extension et densification + Percée Centrale
Autres communes	17 GWh	5 km	-
Les Riffaudières	8 GWh	2,3 km	-

Tableau 15 - Synthèse des caractéristiques des réseaux en 2030

- ⇒ D'ici à **2030**, le développement des réseaux de chaleur sur la Métropole du Mans permettra de fournir **321 GWh de chaleur** aux abonnés, pour **95 km de réseaux** (hors longueur des réseaux privés Université, CHM et Percée Centrale).

9.2 Scénario 1 : UVED – chaufferie bois B – chaufferie bois A

Ce premier scénario consiste à créer un **pôle de production ENR&R** (point noir sur la carte ci-dessous) qui pourra alimenter le réseau Syner'gie (rouge foncé pour le réseau existant, rouge clair pour les extensions) et le réseau Nord (vert et orange). **Ce pôle est constitué de l'UVED de la Chauvinière et du projet de cogénération/chaufferie BOIS B de GEVAL.**

Un raccordement entre le Nord et le Sud sera alors à réaliser (violet) sur environ 3 km, les deux réseaux seront alors interconnectés.

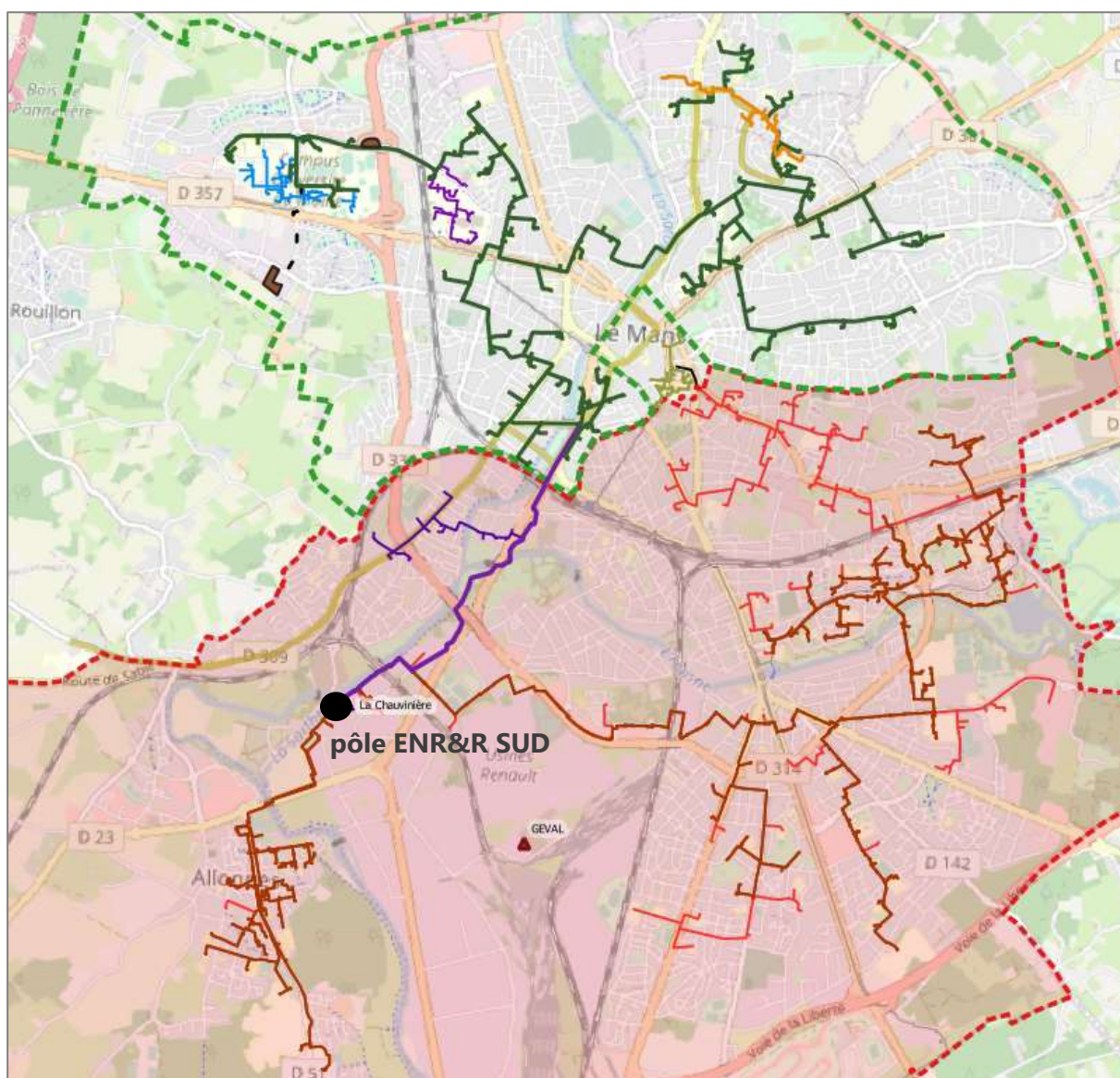


Figure 20 – Projet de tracé des réseaux Syner'gie et Nord (scénario 1)

Equipements de production de chaleur

Les unités de production de chaleur pour ce scénario sont les suivantes :

	Production existantes utilisées	Nouvelles production à créer
Le Mans Nord	Chaufferies de délestage : - Gaz 13,5 MW Coulaines Bellevue - Gaz 13,9 MW CHM - Gaz 3,8 MW à l'Université	- Gaz 20 MW - Bois A 8 MW - Création d'une SST de transfert Sud > Nord de 12 MW en DN250 sur 3 km
		- Bois B 10 MW⁸ avec raccordement à La Chauvinière sur 2 km - Remplacement de tubes du réseau Synergie BdH en DN300 par du DN400 sur 700 ml - Ajout de 12 MW de puissance supplémentaire sur l'échangeur UVED BdH
Synergie	- Gaz Allonnes 20 MW - UVED Allonnes 12,7 MW - Gaz BdH 24 MW - UVED BdH 26,7 MW + chaufferies de délestages	- Gaz 24 MW - Mise en service de la PAC sur le retour du réseau BdH (2 MW au moins)

Tableau 16 - Equipements de production des réseaux Syner'gie et Nord (scénario 1)

Le tracé du raccordement entre le réseau Nord et le pôle ENR&R de la Chauvinière a été proposé au regard des contraintes portant sur les éléments les plus complexes du tracé. Dans la zone Chauvinière/Angevinière notamment, du fait de la présence de la station d'épuration, de grosses canalisations EU passent dans la rue de l'Angevinière. Il est donc envisagé, à ce stade, de remplacer la canalisation existante du réseau Syner'gie par une canalisation ayant un diamètre supérieur (remplacement du DN300 actuel par un DN400). Cet agrandissement permettra d'y faire transiter les 10 MW de chaleur supplémentaire provenant du projet Bois B/GEVAL.

Dans le cas où ce scénario serait retenu, la faisabilité technique de ce raccordement est à valider pleinement par des études complémentaires sur la zone de la Chauvinière.

L'interconnexion Nord-Sud est prévue à ce stade uniquement dans le sens Sud > Nord. **L'emplacement de la station de transfert est à identifier, notamment en tenant compte de la perspective du développement d'un réseau dans le quartier Riffaudière.**

⁸ Au 01/07/2021 une nouvelle solution a été proposée par VEOLIA dans le cadre du projet GEVAL : porter la production BOIS B à 15,7 MWth. Ceci permettrait de ne pas prévoir de chaufferie bois A complémentaire sur le RCU NORD.

Bilan énergétique

Dans ce scénario, le pôle ENR&R alimente en priorité et avec un maximum de 35,1 MW le réseau Syner'gie (puissance garantie actuelle de 33,1 MW + 2 MW de PAC). L'énergie disponible restante est fournie au réseau Nord.

Le graphique suivant présente la répartition de la fourniture de chaleur sur le Nord et Synergie par les producteurs ENR&R. En 2026, **le pôle ENR&R assure la fourniture de 236,4 GWh de chaleur.**

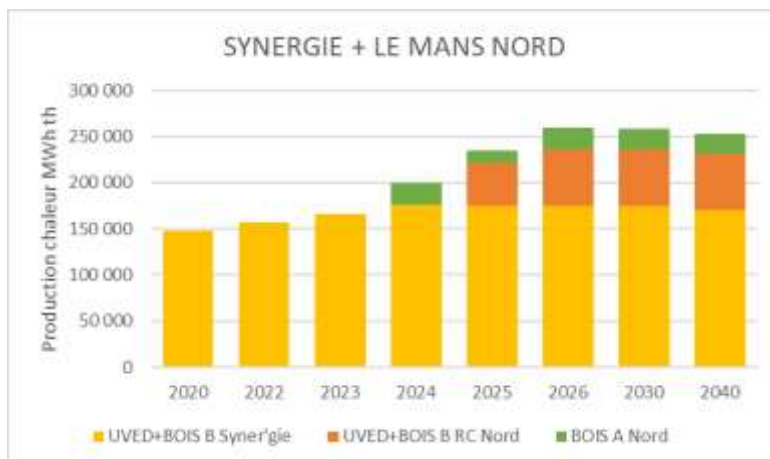


Figure 21 – Production chaleur ENR&R entre 2020 et 2040 des réseaux Syner'gie et Nord (Sc 1)

A l'échelle d'une année, pour les 2 réseaux Nord et Synergie, la répartition de la fourniture de chaleur à l'intérieur du pôle ENR&R est présentée par le graphique suivant. Le Bois B/GEVAL assure une production relativement constante sur l'année (environ 8000 heures de fonctionnement et un arrêt de 15 jours en été), d'un minimum de 79 GWh par an, correspondant à l'engagement demandé par GEVAL. L'UVED assure une production d'au moins 145 GWh, correspondant à l'engagement de retrait de chaleur de Syner'gie sur celle-ci.

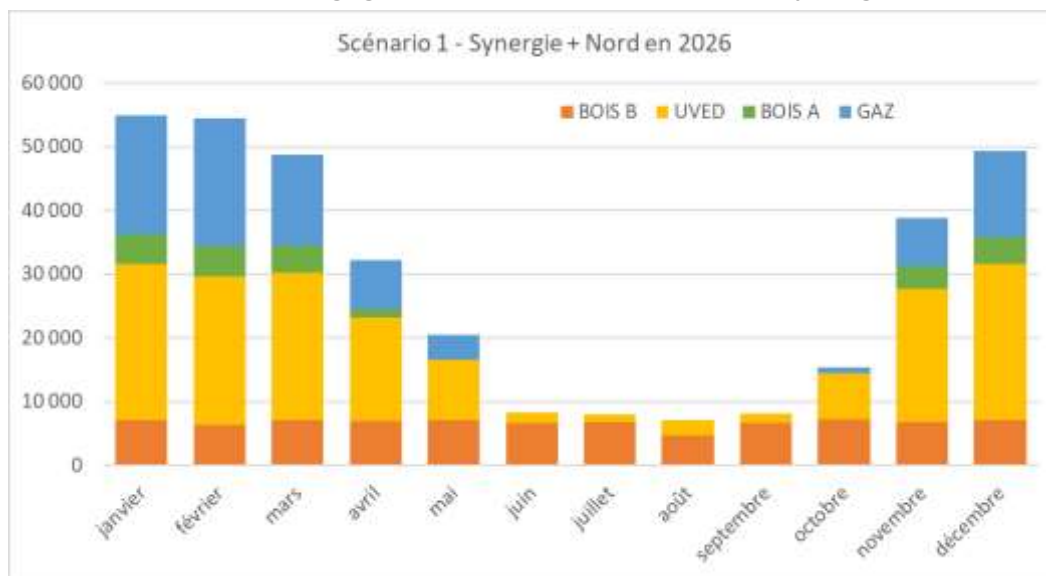


Figure 22 – Bilan énergétique des réseaux Syner'gie et Nord en 2026 (scénario 1)

Mix énergétique

Les mix énergétiques de chaque réseau sont représentés par les deux diagrammes suivants (année 2026). Le réseau Syner'gie est alimenté par 78% d'ENR&R et le réseau Nord par 70%. La **quantité d'ENR&R valorisée est de 259 GWh** dont 175 GWh sur Synergie et 84 GWh sur le Nord.

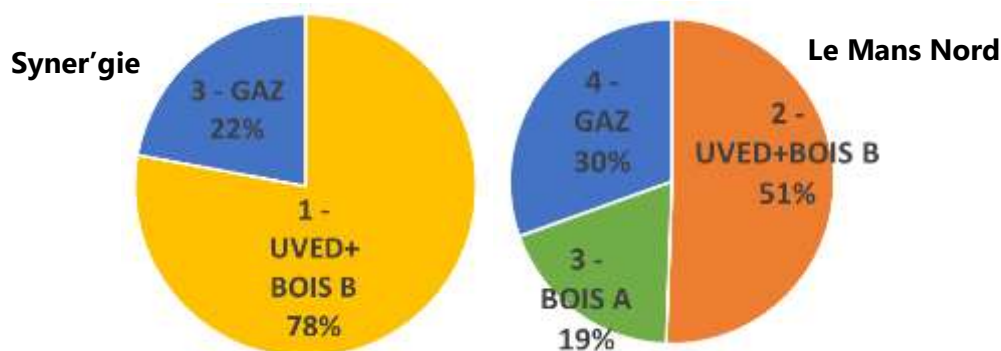


Figure 23 – Mix énergétique des réseaux Syner'gie et Nord en 2026 (scénario 1)

Emissions de CO2 évitées

Par rapport à une solution 100% gaz, le développement des réseaux et la mise en place de nouveaux moyens de production ENR&R permet d'économiser **29 090 tonnes de CO2 supplémentaire par rapport à 2020**, soit près de **66 000 tonnes de CO2 pour les deux réseaux Nord et Synergie**.

9.3 Scénario 2 : UVED – chaufferie bois A – interconnexion Syner'gie/Nord

Ce second scénario consiste à exploiter la chaleur fatale de l'UVED à son maximum pour les deux réseaux de chaleur. Le réseau Synergie sera utilisé pour transporter la chaleur excédentaire UVED en période estivale jusqu'au réseau Nord. Les deux réseaux seront alors interconnectés au niveau du Centre-Ville du Mans.

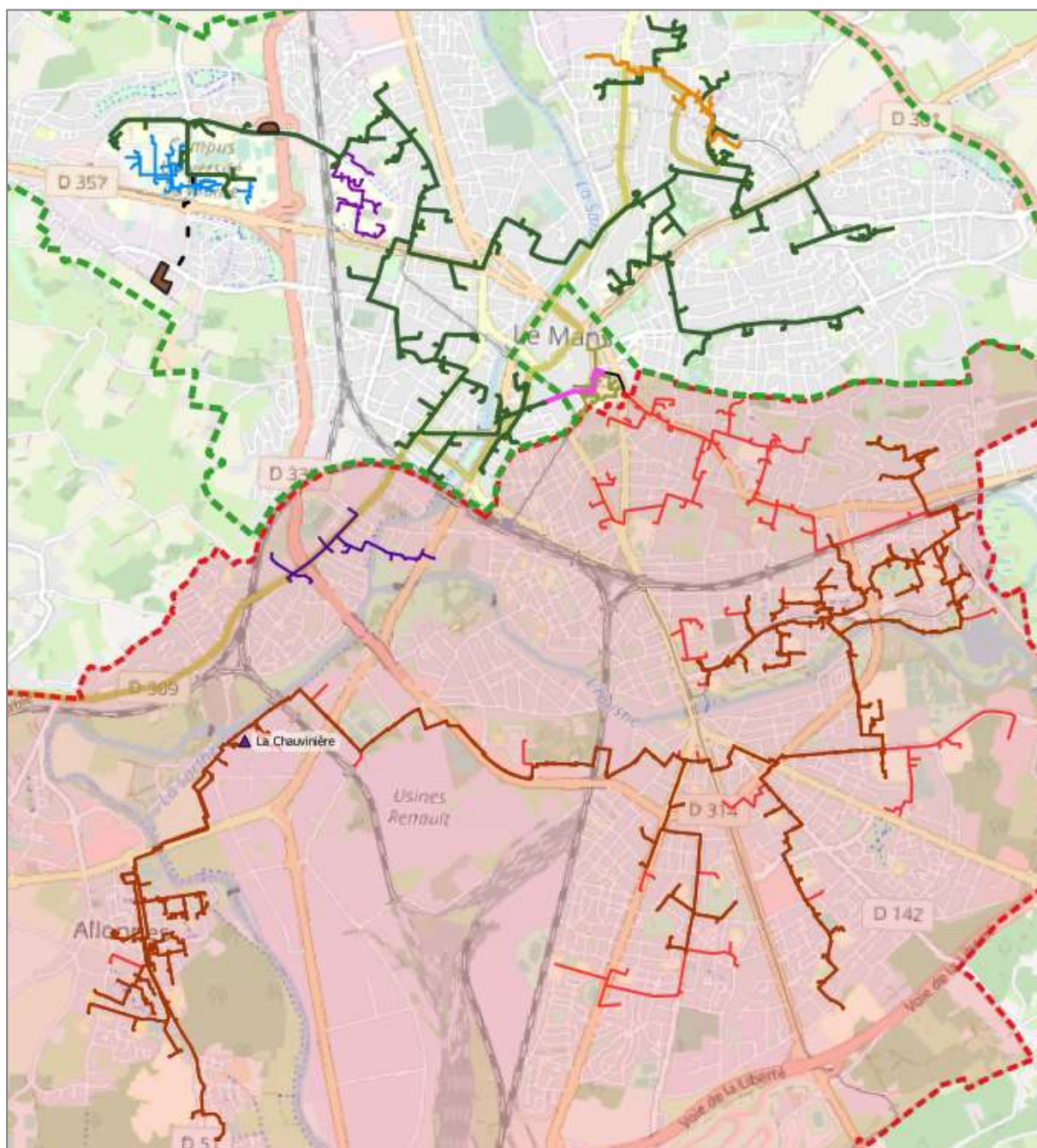


Figure 24 – Projet de tracé des réseaux Syner'gie et Nord (scénario 2)

Equipements de production de chaleur

Les unités de production de chaleur pour ce scénario sont les suivantes :

	Production existantes utilisées	Nouvelles production à créer
Le Mans Nord	Chaufferies de délestage :	- Gaz 20 MW
	- Gaz 13,5 MW Coulaines Bellevue	- Bois A 16 MW
	- Gaz 13,9 MW CHM	- Création d'une SST de transfert Synergie > Nord de 8,7 MW en DN250 sur 600 ml
	- Gaz 3,8 MW à l'Université	
Synergie	- Gaz Allonnes 20 MW	- Gaz 24 MW
	- UVED Allonnes 12,7 MW	- Mise en service de la PAC sur le retour du réseau BdH (2 MW au moins)
	- Gaz BdH 24 MW	
	- UVED BdH 26,7 MW	
	+ chaufferies de délestages	

Tableau 17 - Equipements de production des réseaux Synergie et Nord (scénario 2)

L'interconnexion du réseau Nord à Synergie est envisagée au niveau de l'extrémité de l'extension Bollée. L'extension Bollée est en cours d'étude par Le Mans Métropole et le délégataire du réseau, et n'est pas encore réalisée à ce jour. Ce raccordement représente un total de 900 ml dont 300 ml entre l'extrémité de l'extension Bollée jusqu'à la chaufferie de Percée Centrale (en noir sur la plan précédent et 600 ml entre le tracé prévisionnel du réseau Nord et Percée Centrale (en rose). Ce tracé ne nécessite pas de surdimensionnement du réseau Synergie si celui-ci alimente Percée Centrale.

L'interconnexion Nord-Synergie est prévue à ce stade uniquement dans le sens Synergie > Nord. **L'emplacement de la station de transfert est à identifier, notamment en tenant compte du raccordement de Percée Centrale à Synergie par l'export de chaleur.**

Bilan énergétique

Dans ce scénario, l'UVED alimente en priorité et avec un maximum de 35,1 MW le réseau Synergie (puissance garantie actuelle de 33,1 MW + 2 MW de PAC).

L'énergie disponible restante est fournie au réseau Nord, en période estivale et en intersaison.

Le graphique suivant (Figure 25) présente la répartition de la fourniture de chaleur sur le Nord et Synergie par l'UVED, entre 2020 et 2040. En 2026, **l'UVED assure la fourniture de 200 GWh de chaleur** soit 76% de l'apport nécessaire total.

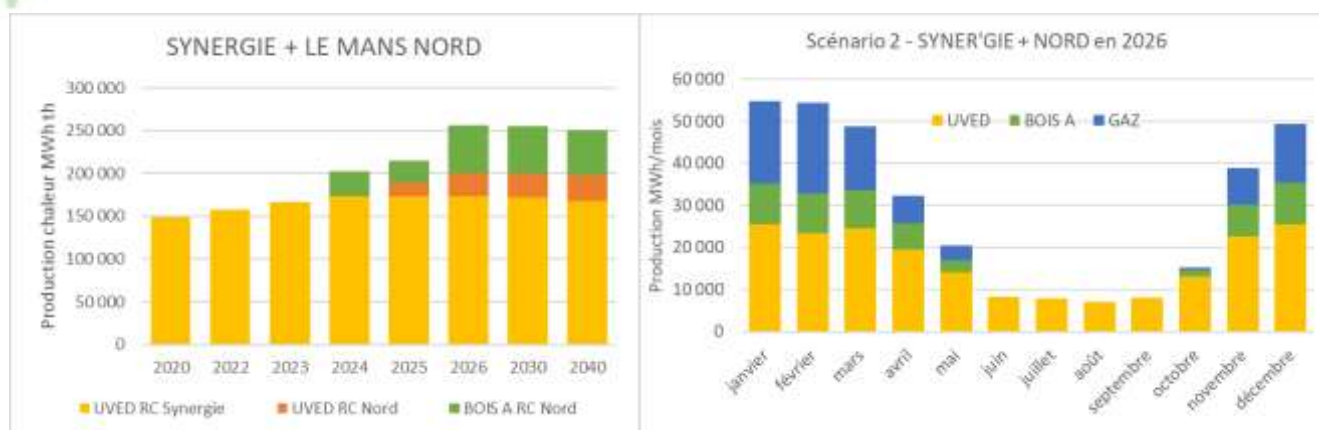


Figure 25 – Bilan énergétique des réseaux Syner'gie et Nord (Sc 2)
ENR&R entre 2020 et 2040 en 2026

Mix énergétique

Les mix énergétiques de chaque réseau sont représentés par les deux diagrammes suivants (année 2026). Le réseau Syner'gie est alimenté par 77% d'ENR&R et le réseau Nord par 69%. La **quantité d'ENR&R valorisée est de 256 GWh** dont 173 GWh sur Synergie et 83 GWh sur le Nord.

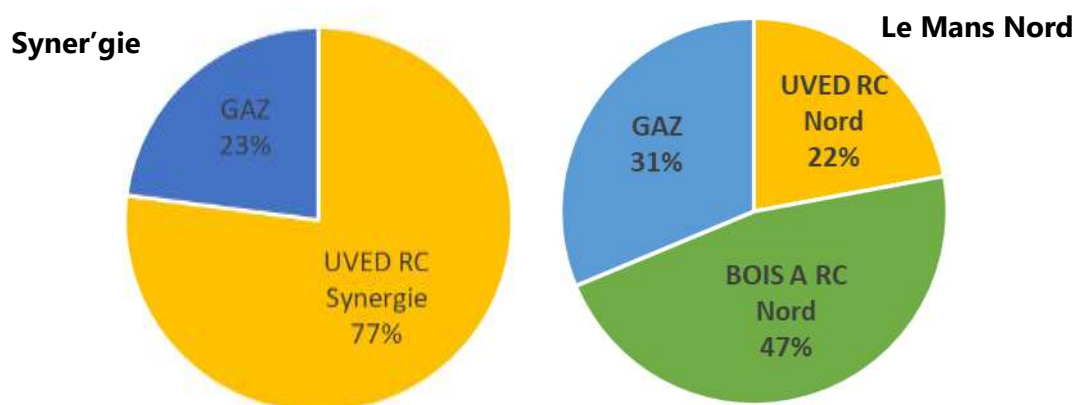


Figure 26 – Mix énergétique des réseaux Syner'gie et Nord en 2026

Emissions de CO2 évitées

Par rapport à une solution 100% gaz, le développement des réseaux et la mise en place de nouveaux moyens de production ENR&R permet d'économiser **36 000 tonnes de CO2 supplémentaire par rapport à 2020**, soit près de **65 000 tonnes de CO2 pour les deux réseaux Nord et Synergie**.

9.4 Scénario 3 : UVED – chaufferie bois A

Dans le **troisième scénario**, les deux réseaux Syner'gie et Nord ne sont pas interconnectés, chaque réseau est indépendant et dispose de ses propres équipements de production.

Equipements de production de chaleur

Les unités de production de chaleur pour ce scénario sont les suivantes :

	Production existantes utilisées	Nouvelles production à créer
Le Mans Nord	Chaufferies de délestage : - Gaz 13,5 MW Coulaines Bellevue - Gaz 13,9 MW CHM - Gaz 3,8 MW à l'Université	- Gaz 20 MW - Bois A 18 MW
	- Gaz Allonnes 20 MW - UVED Allonnes 12,7 MW - Gaz BdH 24 MW - UVED BdH 26,7 MW + chaufferies de délestages	- Gaz 24 MW - Mise en service de la PAC sur le retour du réseau BdH (2 MW au moins)

Tableau 18 - Equipements de production des réseaux Syner'gie et Nord (scénario 3)

Bilan énergétique

La contribution des équipements de production à chacun de leur réseau est présentée dans la figure suivante. L'UVED assure la production de chaleur ENR&R de Syner'gie à hauteur d'au moins 145 GWh/an. Une chaufferie Bois A à construire assure la production de chaleur ENR&R du réseau Le Mans Nord à hauteur d'au moins 80 GWh/an.

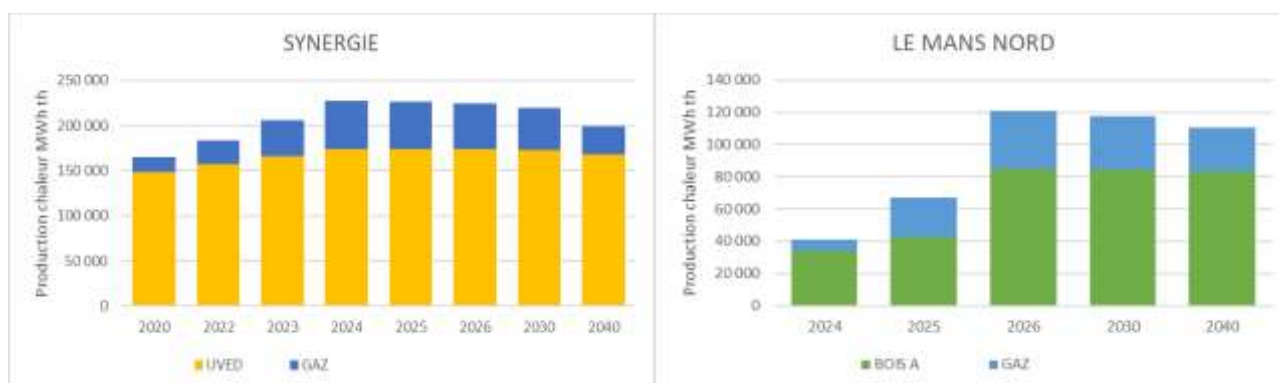


Figure 27 – Bilan énergétique des réseaux Syner'gie et Nord de 2020 à 2040

Mix énergétique

Les mix énergétiques de chaque réseau sont représentés par les deux diagrammes suivants (année 2026). Le réseau Syner'gie est alimenté par 77% d'ENR&R et le réseau Nord par 70%. La **quantité d'ENR&R valorisée est de 258 GWh** dont 173 GWh sur Synergie et 85 GWh sur le Nord.

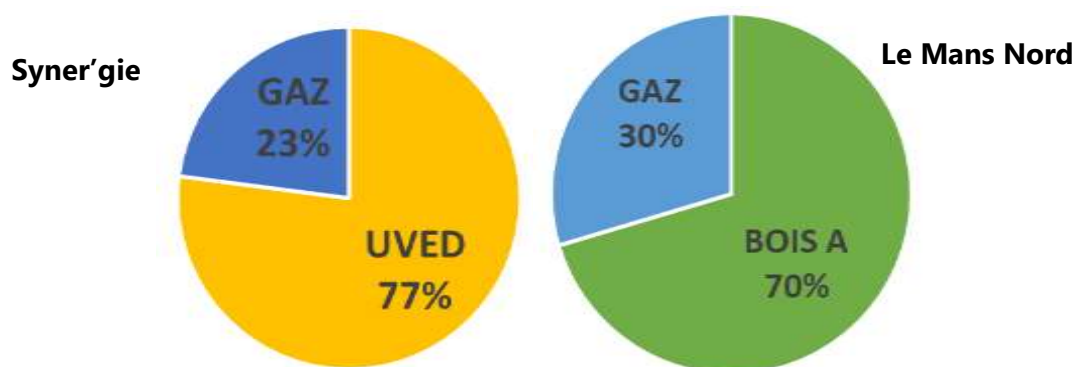


Figure 28 – Mix énergétique des réseaux Syner'gie et Nord en 2026

Emissions de CO2 évitées

Par rapport à une solution 100% gaz, le développement des réseaux et la mise en place de nouveaux moyens de production ENR&R permet d'économiser **32 000 tonnes de CO2 supplémentaire par rapport à 2020**, soit près de **65 000 tonnes de CO2 pour les deux réseaux Nord et Synergie**.

9.5 Synthèse des indicateurs énergétique en 2030

En 2030	Scénario 1 UVED – chaufferie bois B – chaufferie bois A	Scénario 2 UVED – chaufferie bois A – interconnexion Syner'gie/Nord	Scénario 3 UVED – chaufferie bois A
Synergie			
• Livraison chaleur	• 190 GWh	• 190 GWh	• 190 GWh
• Taux ENR&R	• 80%	• 79%	• 79%
• Quantité ENR&R	• 174,6 GWh	• 172,7 GWh	• 172,7 GWh
• CO2 évité	• 44 400 tonnes	• 43 900 tonnes	• 43 900 tonnes
Le Mans Nord			
• Livraison chaleur	• 106 GWh	• 106 GWh	• 106 GWh
• Taux ENR&R	• 71%	• 70%	• 72%
• Quantité ENR&R	• 83,7 GWh	• 82,7 GWh	• 84,6 GWh
• CO2 évité	• 21 300 tonnes	• 21 000 tonnes	• 21 500 tonnes
Les Riffaudières		?	?
• Livraison chaleur	• 8 GWh		
• Taux ENR&R	• 65% mini.		
• Quantité ENR&R	• 5,8 GWh		
• CO2 évité	• 1 500 tonnes		
Autres communes			
• Livraison chaleur	• 17 GWh	• 17 GWh	• 17 GWh
• Taux ENR&R	• 65% mini.	• 65% mini.	• 65% mini.
• Quantité ENR&R	• 12,3 GWh	• 12,3 GWh	• 12,3 GWh
• CO2 évité	• 3100 tonnes	• 3 100 tonnes	• 3100 tonnes
Global			
• Livraison chaleur	• 321 GWh	• 313 GWh	• 313 GWh
• Quantité ENR&R	• 276,4 GWh	• 267,7 GWh	• 269,6 GWh
• CO2 évité	• 70 300 tonnes	• 68 000 tonnes	• 68 500 tonnes

Tableau 19 - Synthèse des bilans énergétiques et environnementaux des réseaux en 2030

Le **scénario 1 favorise la création du réseau dans le quartier Riffaudière**, les livraisons de chaleur par réseau sont donc plus importantes que dans les autres scénarios.

En outre, le scénario 1 prévoit **l'interconnexion des 2 grands réseaux** de la métropole (Syner'gie et projet Le Mans Nord) la mise en place de **2 équipements de production ENR&R**

supplémentaires sur la métropole : une cogénération bois B et une chaufferie bois A⁹. La production d'électricité ENR de ce scénario est estimée à 80 GWh. La **valorisation d'énergie renouvelable chaleur et électricité est plus importante** dans ce scénario que dans les autres.

Le **scénario 2** prévoit **l'interconnexion des 2 grands réseaux** de la métropole (Syner'gie et projet Le Mans Nord), une **meilleure valorisation de l'unité existante UVED** que dans les autres scénarios, et la mise en place **d'une production ENR&R supplémentaire** (chaufferie bois de classe A) sur Le Mans Nord. La production d'électricité ENR de ce scénario est estimée à 55 GWh, la production électrique estivale diminue par rapport à l'état actuel. La **valorisation d'énergie renouvelable chaleur et électricité est moins importante** dans ce scénario que le premier scénario.

Le **scénario 3** ne prévoit **aucune interconnexion des 2 grands réseaux** de la métropole (Syner'gie et projet Le Mans Nord), les productions sont indépendantes. Ce scénario prévoit la mise en place d'une chaufferie bois de classe A sur Le Mans Nord. Les niveaux de production ENR&R sont similaires à celles du scénario 2.

⁹ Au 01/07/2021 VEOLIA propose de mettre en place, dans le cadre du projet GEVAL, un outil de production ayant une puissance de 15 MWth, de façon à éviter la mise en place de la production bois A complémentaire. Ce nouvel équipement permettrait d'atteindre un taux ENR&R de 69%, soit 2% de moins que la solution initiale BOIS B 10 MW + BOIS A 8 MW.

10. ANALYSE ECONOMIQUE

Dans ce chapitre sont évalués pour chaque scénario et les deux réseaux Syner'gie et projet Le Mans Nord les éléments économiques suivants :

- Les **coûts de travaux**,
- Les **coûts d'exploitation**,
- Les **frais financiers**,
- Les **aides et subventions nécessaires à la réalisation de projet rentables**,
- Le **prix moyen de vente de la chaleur** (R1/R2) à l'échelle des réseaux.

Les détails de ces analyses sont donnés, pour le projet de réseau Le Mans Nord, dans le rapport d'étude de faisabilité.

Pour les potentiels réseaux des autres communes et du quartier des Riffaudières, des études de faisabilité sont nécessaires pour réaliser des analyses économiques, qui ne sont donc pas présentées dans ce document.

10.1 Projet de réseau Le Mans Nord

10.1.1 Coûts des travaux

Les coûts des travaux ont été estimés pour les postes suivants :

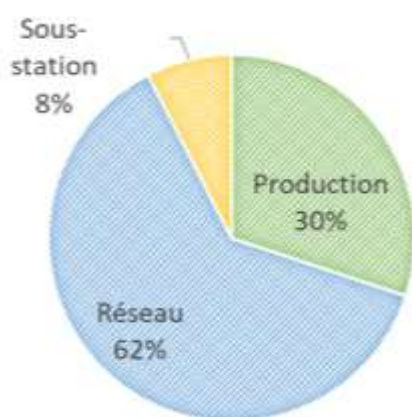
- **Travaux de chaufferie** : création d'une chaufferie pour les chaudières biomasse et gaz naturel d'appoint/secours comprenant :
 - o Le **gros œuvre et la VRD** notamment les terrassements, création des voies d'accès, création du bâtiment, réseaux secs et humides.
 - o Les équipements de **chaudière(s) biomasse pour combustible de type bois A** et de l'appoint/secours par **chaudières gaz naturel** y compris fumisterie, équipements hydrauliques, électriques et automatismes, amenée gaz.
- **Travaux de raccordement Nord-Sud** (pour les scénarios 1 et 2) comprenant les canalisations et la création d'une station d'échange (1 sens) avec les coûts de génie civil, échangeur et hydraulique, électricité. (1 sens).
- **Travaux de réseau** : création des réseaux de distribution enterrés en acier pré-isolé, y compris la réalisation :
 - o Des passages complexes tels que les traversées de voie de tramway par fonçage, de ponts (rocade) et de rivière en encorbellement de pont ou en fonçage.
 - o Des antennes et piquages jusqu'à chaque sous-station.

- De l'ensemble des équipements nécessaires au fonctionnement et à la surveillance des réseaux (chambres à vannes, détecteur de fuite, ...).
- **Travaux de sous-stations** : la fourniture et la pose en sous-station des équipements nécessaires à la fourniture de chaleur (skid hydrauliques) y compris le comptage, pilotage, raccordement électrique.
- Les **études** nécessaires au développement, à la conception et à la réalisation du réseau de chaleur dans son ensemble.
- Les **frais annexes** liés aux assurances, dossiers administratifs et réglementaires.

Le détail des coûts des travaux est fourni dans l'étude de faisabilité. Pour les 3 scénarios, ils sont estimés à :

k€ HT	Scénario n°1	Scénario n°2	Scénario n°3
Total	41 391	41 314	41 710

Tableau 20 – Coûts travaux du projet de réseau Nord



Les travaux de réseau représentent la majeure partie des investissements à réaliser (environ 60%), les travaux liés à la production représentent 30% des investissements.

Figure 29 – Répartition des coûts travaux sur le Mans Nord

⇒ **Les investissements à envisager, quel que soit le scénario, sont d'environ 41 M€. Ce sont les postes liés à la production de chaleur qui diffèrent d'un scénario à l'autre.**

10.1.2 Coûts d'exploitation

P1 – Achat de combustible et d'énergie

Les achats de combustible concernent :

- Achats de **biomasse de classe A** pour la chaufferie du réseau à 23 € HT/MWh PCI (gestion des cendres incluse)
- Achat de **gaz naturel** pour la chaufferie du réseau à 39,70 € HT/MWh PCI (source : prix SYNER'GIE 2019)

- Achat de **chaleur** issue de l'**UVED et de la cogénération bois B** pour le scénario 1 : 21,10 €/MWh au point de livraison du réseau Nord.
- Achat de **chaleur issue de l'UVED** pour le scénario 2 : 10,05 €/MWh au point de livraison du réseau Nord.

Les coûts d'exploitation de la première année pleine (2026) sont présentés dans le tableau suivant.

k€ HT/an	Scénario n°1	Scénario n°2	Scénario n°3
Gaz naturel	1 767	1 816	1 717
Chaleur pôle ENR&R Sud	1 291	0	0
Chaleur UVED via Synergie	0	282	0
Bois A	620	1 526	2 304
TOTAL P1	3 678	3 624	4 021

Tableau 21 – Coûts des achats de combustibles (1 an)

Le **prix de la chaleur provenant de l'UVED** peut être minimisé jusqu'à, au moins, 10,05 €/MWh. En effet, le contrat de DSP entre VEOLIA SYNERVAL et Le Mans Métropole précise que cette dernière pourra bénéficier de 50% des recettes de la vente de chaleur allant au-delà de l'engagement de vente des 145 GWh. Ces 145 GWh étant atteint dans l'état actuel du réseau Synergie, toute la chaleur consommée est en surplus pour le réseau Nord notamment.

Le **prix de la chaleur provenant de la chaufferie bois B** n'est pas exactement connu à date de ce rapport d'étude. Le prix indiqué en première phase par GEVAL est de maintenir un prix identique au prix actuel de l'UVED soit 21,10 €/MWh sortie La Chauvinière. C'est donc cette hypothèse qui a été utilisée dans les calculs. Les éventuels surcoûts liés à l'amenée de chaleur jusqu'au site de la Chauvinière seraient, dans cette perspective, à prendre en charge par GEVAL. Des analyses de sensibilité sur les différents prix de combustible sont présentées dans le rapport d'étude de faisabilité.

P1' – Consommation électrique des auxiliaires

Les dépenses liées à la **consommation électrique des auxiliaires** ont été évaluées sur la base des hypothèses suivantes :

- Prix de l'électricité moyen de 91 €/MWh (source : prix Syner'gie hors cogénération),
- Consommations électriques liées au pompage réseaux et aux auxiliaires des chaudières.

Ces dépenses sont assez proches et estimées pour les 3 scénarios à **179 k€ HT/an**.

P2 – Entretien et maintenance courant et autres frais d'exploitation

Les dépenses **d'entretien et de maintenance courant** sont liés aux postes suivants :

- Contrôles règlementaires,
- Entretien et compteurs des sous-stations,
- Remplissage et traitement d'eau,
- Monitoring, télérelève et surveillance,
- Ménage et entretien des locaux,
- Actions de promotion du réseau,
- Entretien courant et petit matériel,
- Frais de personnel.

D'autres frais et taxes sont prévus et inclus dans les dépenses de P2 ici présentées :

- Les frais de structure,
- Les assurances,
- La contribution économique territoriale (CET),
- Les redevances à payer au concessionnaire Le Mans Métropole telles que la RODP fixée à 2 €/ml.an dans le présent projet (incluant le raccordement Nord-Sud le cas échéant) et la redevance sur les frais de contrôle de la concession,
- Les loyers pour les abonnés disposant de chaufferie qui seront utilisées pour le délestage c'est-à-dire l'Université, l'Hôpital et Coulaines-Bellevue.

Le détail des coûts d'entretien et autres frais d'exploitation est fourni dans l'étude de faisabilité. Pour les 3 scénarios ils sont estimés à :

k€ HT/an	Scénario n°1	Scénario n°2	Scénario n°3
TOTAL P2	1 226	1 220	1 207

Tableau 22 – Coûts d'entretien et autres frais d'exploitation P2 (1 an)

⇒ **Les principales différences entre les scénarios concernent la CET qui est liée à la valeur ajoutée et donc notamment aux dépenses de combustible (voir P1) et la RODP qui est liée à la longueur de réseau (différente pour les 3 scénarios).**

P3 – Gros entretien et renouvellement (GER)

Les travaux de gros entretien et de renouvellement consistent en des provisions annuelles et concernent l'ensemble des équipements mis en place sur le réseau.

Le détail des coûts de GER est fourni dans l'étude de faisabilité. Pour les 3 scénarios ils sont estimés à :

k€ HT/an	Scénario n°1	Scénario n°2	Scénario n°3
TOTAL P3	263	304	274

Tableau 23 – Coûts du GER P3 (1 an)

SYNTHESE des coûts d'exploitation (OPEX)

Les coûts d'exploitation sont d'environ 5,3 M€/an pour les scénarios 1 et 2 et de 5,7 M€/an pour le scénario 3.

Les dépenses majeures sont liées aux achats d'énergie (P1, en vert sur le graphique), ils représentent environ 70% des dépenses annuelles.

Les frais d'exploitation (entretien, redevances, ...) représentent 25% des coûts annuels (P2, en bleu sur le graphique). Les frais de gros entretien renouvellement (GER) représentent une moindre partie (P3, en jaune).

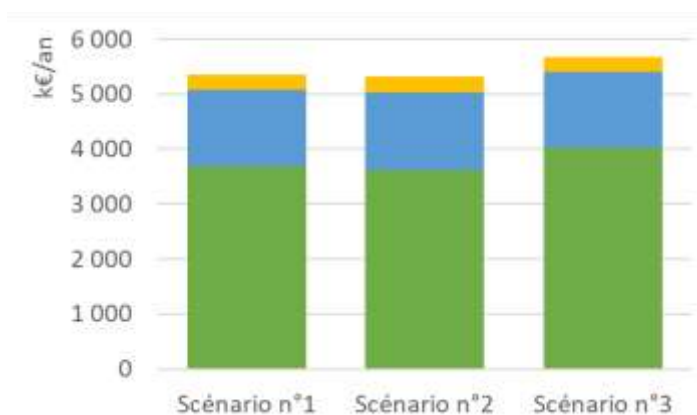


Figure 30 – Répartition des coûts d'exploitation du réseau Nord

⇒ **Le scénario 3 est celui qui présente les coûts les plus importants, du fait notamment de l'achat de combustible biomasse moins bon marché que les autres combustibles.**

10.1.3 Financement

Frais financiers

Les frais financiers ont été pris en compte pour l'établissement du compte d'exploitation prévisionnel, ils correspondent au financement par prêt bancaire des investissements restant (après subventions). Ils sont calculés à partir des hypothèses suivantes :

- Durée d'emprunt : 26 ans
- Taux d'intérêt : 1,4%

Les frais financiers calculés pour sur la durée de l'emprunt sont les suivants, pour chaque scénario.

k€	Scénario n°1	Scénario n°2	Scénario n°3
Total à financer	41 391	41 314	42 223
Intérêt d'emprunt	3 719	3 705	2 910

Tableau 24 – Intérêt d'emprunt

Droits de raccordement

Aucun droit de raccordement n'a été prévu pour les primo-abonnés du réseau Nord afin de ne pas alourdir le risque de commercialisation.

Aides à l'investissement - Subventions

Les aides à l'investissement qu'il est possible d'avoir sur ce projet sont :

- Des **subventions du Fonds Chaleur géré par l'ADEME pour la partie réseau** : ces aides s'appliquent sur les dépenses liées aux travaux de réseau de distribution. Elles sont calculées forfaitairement en fonction du diamètre et du linéaire de canalisation, elles ne sont pas plafonnées.
- Des **subventions du Fonds Chaleur géré par l'ADEME pour la partie chaufferie biomasse** : ces aides s'appliquent sur les dépenses de création de la chaufferie biomasse. Elles sont plafonnées à 40% des investissements et son calculées sur la base d'une étude économique du projet

L'obtention des aides est conditionnée par un certain nombre de critères et l'atteinte de certaines performances, le projet ici proposé respecte ces contraintes.

D'autres aides à l'investissement, cumulables avec le Fonds Chaleur, sont possibles à travers les **CEE (Certificat d'Economie d'Energie)** liés à la récupération de chaleur fatale ou au raccordement de bâtiments tertiaires et résidentiels.

L'ensemble des aides reçues sont soumises à l'encadrement européen (règle des minimis) qui fixe un plafond dépendant du type d'investisseur (grand groupe, maître d'ouvrage public).

METHODE : Les aides ont été calculées pour que le projet présente un prix de chaleur et une rentabilité acceptable et notamment :

- Un **prix global de la chaleur cible de 71 € HT/MWh** (chaleur livrée et vendue aux abonnés) correspondant au prix moyen de chaleur de référence estimé pour les potentiels abonnés. L'établissement de cette valeur cible est décrite dans l'étude de faisabilité.
- Un **taux de rentabilité interne (TRI) de 8%** avant impôt correspond aux attentes d'investisseurs privés dans le cadre de la mise en place de Délégation de Service Public.

Les **aides permettant d'atteindre ces performances économiques** sont les suivantes :

	Scénario n°1	Scénario n°2	Scénario n°3
Montant des travaux	41 391 k€HT	41 314 k€HT	42 223 k€HT
Coûts éligibles	38 084 k€HT	38 008 k€HT	38 917 k€HT
Subventions	20 513 k€	20 450 k€	26 117 k€
% des coûts éligibles	54%	54%	67%

Tableau 25 – Montant total de subventions nécessaire pour atteindre l'équilibre économique pour le réseau Nord

⇒ **Le scénario 3 est celui qui nécessite le plus d'aides à l'investissement pour atteindre un équilibre économique.**

Nota : les subventions indirectes perçues par GEVAL dans le cadre de son projet ne sont pas présentées ici (complément de rémunération attribuée par l'AO CRE dans le cadre de la vente d'électricité).

Financement par Le Mans Métropole

La création du réseau Nord nécessite, pour atteindre une faisabilité économique, que des coûts puissent être amortis sur une durée plus longue que la durée d'exploitation contractuelle standard (ici 26 ans). En prenant en charge tout ou partie des travaux de réseau, la métropole peut amortir les coûts sur leur durée de vie, à savoir 40 ans.

Les mécanismes contractuels envisageables sont détaillés dans le chapitre suivant.

Le modèle d'affaire du réseau Nord est donc établi en prenant en compte :

- Une partie des investissements amortis sur une durée d'exploitation de réseau type contractuelle (25 ans), ces investissements étant pris en charge par titulaire du contrat du réseau ;
- Une partie des investissements amortis sur une durée plus longue (40 ans) avec prise en charge des investissements par Le Mans Métropole.

Une redevance, mise en place sur la durée d'amortissement, permettra de récupérer les montants investis par la collectivité.

Pour les 3 scénarios présentés ci-avant, la participation de Le Mans Métropole s'établit comme suit :

- Montant à financer par LMM 2,5 M€ HT (hors frais financiers)
- Redevance 62,5 k€/an (sur 40 ans)

La contribution de Le Mans Métropole permettra de diminuer le recours aux aides à l'investissement (ADEME, CEE et autre éventuel programme) ou de diminuer le tarif de vente

de la chaleur pour atteindre celui du réseau Syner'gie. En l'absence d'une participation de LMM, les aides à réunir seraient de :

- Scénario 1 : **22,8 M€ d'aides** soit 60% des coûts éligibles (+2,3 M€ d'aide supplémentaire)
- Scénario 2 : **22,3 M€ d'aides** soit 59% des coûts éligibles (+1,8 M€)

10.1.4 Prix moyen de vente de la chaleur (R1/R2)

Le prix moyen de vente de la chaleur a été ciblé à **71 € TTC/MWh**. Cette cible est au niveau du prix référence estimé de la chaleur pour les potentiels abonnés. Ce prix, pour un réseau de chaleur, est composé de :

- **Part variable R1**, liée à la quantité de chaleur vendue aux abonnés,
- **Part fixe R2**, qui peut s'assimiler à un abonnement et qui reflète les autres coûts du réseau.

Part variable R1

Le poste R1 correspond à la **vente de chaleur aux abonnés**. C'est une composante variable, représentant les dépenses de combustible nécessaires pour assurer la livraison d'un MWh d'énergie calorifique. Le R1 (€/MWh livré) est calculé par une moyenne pondérée des coûts de chaque énergie. Il est donc proportionnel à :

- La consommation des usagers ;
- La mixité énergétique (prix différents pour chaque combustible) ;
- Le prix des combustibles (UVED, biomasse, gaz naturel, ...).

Nota : le R1 correspond donc aux dépenses de P1 majorées des marges d'exploitation.

Part fixe R2

Le poste R2 est une composante fixe, répartie entre les abonnés selon la puissance souscrite ou l'unité de répartition forfaitaire (URF), comprenant :

- Les dépenses de consommation **électrique des auxiliaires** utilisés pour assurer le fonctionnement des installations de production et de distribution d'énergie (**R21**) – voir les dépenses du poste P1' ;
- Le coût des **prestations de conduite et d'entretien** nécessaires pour assurer le fonctionnement des installations du réseau de chaleur ainsi que le montant des redevances, frais de gestion du prestataire, impôts, taxes, assurances et frais divers (**R22**) – voir les dépenses du poste P2 ;

- Le coût de **gros entretien et renouvellement des installations (R23)** – voir les dépenses du poste P3 ;
- Les **charges financières** liées au financement des ouvrages (aides déduites) amortis sur la durée d'exploitation du contrat **(R24)**.

Nota : le R2 correspond donc aux dépenses de P1', P2, P3 et P4 majorées des marges d'exploitation.

TVA pour les réseaux de chaleur

Le taux de TVA appliqué au terme R2 est de 5,5 %, quel que soit le réseau d'énergie (taux réduit).

Pour les réseaux de chaleur, le taux de TVA appliqué au terme R1 est de 5,5 % si l'énergie produite est majoritairement d'origine renouvelable ou fatale (plus de 50 %) et de 20 % dans le cas contraire.

Nota : le seuil des 50% d'ENR&R évoluera à 55% en 2025 et 60% en 2030.

- ⇒ **Dans le cas présent, le taux d'ENR&R est de plus de 65%, par conséquent le régime de TVA pour les postes R1 et R2 est le taux réduit (5,5%).**
- ⇒ **Le taux prévu pour le réseau permet de sécuriser le régime de TVA sur le long terme.**

Compte d'exploitation prévisionnel (CEP)

Les comptes d'exploitation prévisionnels ont été établis pour chaque scénario, sur la base des valeurs présentées ci-avant. Ils sont fournis en **Annexe**.

10.2 Le développement du réseau Syner'gie

10.2.1 Coûts des travaux

Les coûts des travaux pour la réalisation des extensions et densifications comprennent :

- **Travaux de chaufferie** : création d'une **chaufferie gaz naturel d'appoint/secours de 12 MW** supplémentaire comprenant :
 - o Le **gros œuvre et la VRD** notamment les terrassements, création des voies d'accès, création du bâtiment, réseaux secs et humides et son raccordement au réseau.¹⁰
 - o Les équipements des **chaudières gaz naturel** y compris fumisterie, équipements hydrauliques, électriques et automatismes, amenée gaz.
- **Travaux de réseau** : extension et création des nouveaux réseaux de distribution sur **16 km** enterrés en acier pré-isolé, y compris la réalisation :
 - o Des passages complexes tels que les traversées de voie ferrée par fonçage.
 - o Des antennes et piquages jusqu'à chaque sous-station.
 - o De l'ensemble des équipements nécessaires au fonctionnement et à la surveillance des réseaux (chambres à vannes, détecteur de fuite, ...).
- **Travaux de sous-stations** : la fourniture et la pose des nouvelles sous-stations avec les équipements nécessaires à la fourniture de chaleur (skid hydrauliques) y compris le comptage, pilotage, raccordement électrique.
- Les **études** nécessaires au développement, à la conception et à la réalisation des extensions du réseau de chaleur Syner'gie.
- Les **frais annexes** liés aux assurances, dossiers administratifs et réglementaires.

¹⁰ Au 01/07/2021 la chaufferie gaz d'appoint/secours des extensions réalisées sur le réseau SYNER'GIE Bords de l'Huisne est prévue en lieu et place de la cogénération, dont le contrat de valorisation de l'électricité se termine en 2024. Les coûts réels seront donc à priori inférieurs aux coûts estimés dans ce poste.

Les montants des travaux par grand poste, pour l'ensemble des extensions de Syner'gie sont les suivants pour les 3 scénarios :

k€ HT	Travaux
Production	3 731
Réseaux	15 493
Sous-stations	2 153
Total	21 377

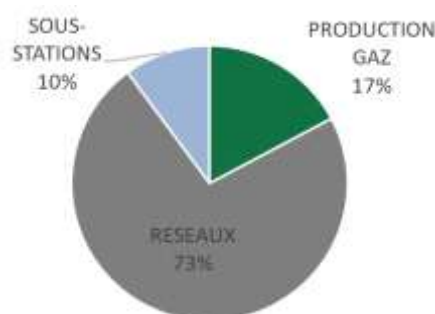


Tableau 26 et Figure 31 – Coûts des travaux des extensions Syner'gie

10.2.2 Coûts d'exploitation

Le présent chapitre présente les coûts d'exploitations supplémentaires à supporter par Syner'gie du fait de la création des extensions, pour le reste du contrat, soit 19 ans à partir de 2022. Ils sont composés de :

Les **achats de combustible (P1)** supplémentaire comprenant :

- Achat de **gaz naturel** pour la chaufferie du réseau à 39,70 € HT/MWh PCI (source : prix SYNER'GIE 2019)
- Achat de **chaleur en sortie de la Chauvinière** :
 - o scénario 1 : UVED + GEVAL Bois B : 21,10 € HT/MWh
 - o scénario 2 : UVED seule : 21,10 € HT/MWh

Les dépenses liées à la **consommation électrique des auxiliaires (P1')**, qui ont été évaluée sur la base des hypothèses suivants :

- Prix de l'électricité moyen de 91 €/MWh (source : prix Syner'gie hors cogénération),
- Consommations électriques liées au pompage réseaux et aux auxiliaires des chaudières.

Les dépenses **d'entretien et de maintenance courant (P2)** sur les postes suivants :

- Contrôles réglementaires,
- Entretien et compteurs des sous-stations,
- Remplissage et traitement d'eau,
- Monitoring, télérelève et surveillance,
- Ménage et entretien des locaux,
- Actions de promotion du réseau,
- Entretien courant et petit matériel,
- Frais de personnel.

D'autres frais et taxes sont prévus et inclus dans les dépenses de P2 :

- Les frais de structure,
- Les assurances,
- La contribution économique territoriale (CET),
- Les redevances à payer au concessionnaire Le Mans Métropole définies dans le contrat de DSP Syner'gie telles que la RODP (8 €/ml), la redevance sur le chiffre d'affaires (3% du CA) et celle sur les frais de contrôle de la concession,

Les travaux de **gros entretien et de renouvellement** (GER ou P3) consistent en des provisions annuelles permettant le remplacement d'une partie des équipements mis en place sur le réseau.

Les coûts d'exploitation à porter par Syner'gie sont identiques pour les scénarios 2 et 3. Ils sont présentés ici pour l'année 2026.

€ HT/an		Scenario 1	Scenario 2 et 3
P1	Gaz et quotas CO2	1 956	2 079
	La Chauvinière	767	719
	Sous-total P1	2 723	2 798
P1'	Electricité	29	29
P2	Entretien maintenance courant	99	99
	Assurance et frais de structure	206	207
	CET	22	20
	Redevances	263	263
	Sous-total P1' + P2	619	617
P3	GER Appoint/Secours	17	17
	GER Réseau de distribution	81	81
	GER Sous stations	21	21
	Sous-total P3	119	119
OPEX	Total P1+P1'+P2+P3	3 461	3 535

Tableau 27– Coûts d'exploitation pour les extensions Syner'gie

Les dépenses majeures sont liées aux achats d'énergie (P1), ils représentent environ 78% des dépenses annuelles.

Les écarts de dépense d'exploitation entre les 3 scénarios sont faibles, plus importantes sur les 3 premières années de montée en charge que pendant le reste du contrat (écart global estimé à environ 2,8%, en faveur du scénario 1).

Le graphique suivant illustre l'évolution des coûts d'exploitation (hors P3 - GER) qui diminuent plus rapidement chaque année de quelques dixième de %. Cette diminution est directement causée par la baisse des consommations de chaleur dues aux rénovations des bâtiments.

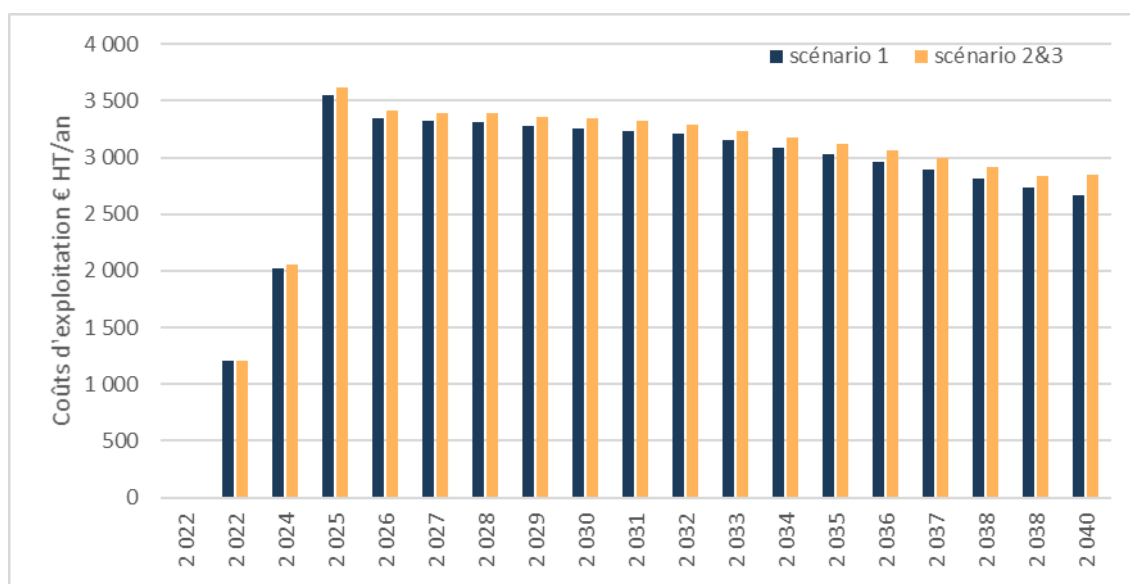


Figure 32 – Evolution des coûts d'exploitation (hors GER) des extensions Syner'gie

10.2.3 Financement

Frais financiers

Les frais financiers ont été pris en compte pour l'établissement du compte d'exploitation prévisionnel, ils correspondent au financement par prêt bancaire des investissements restant (après subventions). Ils sont calculés à partir des hypothèses suivantes :

- Durée d'emprunt : 19 ans
- Taux d'intérêt : 1,4%

Les frais financiers sont estimés à 1340 k€ pour le scénario 1 et à 1296 k€ les scénarios 2&3.

Droits de raccordement

Les droits de raccordement sont encadrés par le contrat de DSP du réseau Syner'gie, il est possible de les mettre en place pour tout nouvel abonné au réseau (Article 64 du contrat). Ces droits de raccordement permettent le financement des travaux de branchement (réseau), d'installation de compteur et de poste de livraison (sous-station). Ils sont globalement plafonnés à **100 € HT/kW**. Ils sont appliqués aux futurs abonnés en déduisant du coût des travaux les subventions perçues.

En utilisant ces hypothèses les droits de raccordement maximum se montent à **4166 k€** (nouveaux abonnés des extensions, densification, export Percée Centrale et nouveaux bâtiments).

⇒ **La mise en place de droits de raccordement importants peut mettre en péril la commercialisation des nouveaux raccordement ;**

- ⇒ **Le montant des droits de raccordement est à définir en concertation entre le délégataire Syner'gie et la métropole, au regard de l'équilibre économique du projet.**

Nota : dans son modèle, SYNER'GIE propose de mettre en place des droits de raccordement pour un montant total de 587 k€.

Certificat d'Economie d'Energie (CEE)

D'autres aides à l'investissement, cumulables avec le Fonds Chaleur, sont possibles à travers les **CEE (Certificat d'Economies d'Energie)** liés à la récupération de chaleur fatale, au raccordement de bâtiments tertiaires et résidentiels. Dans les études ici menées, les subventions calculées intègrent les CEE.

Nota : dans son modèle, SYNER'GIE estime que les CEE récupérables se montent à 1 180 k€.

Aides à l'investissement - Subventions

Les aides à l'investissement qu'il est possible d'avoir sur ce projet sont :

- Des **subventions du Fonds Chaleur géré par l'ADEME pour la partie réseau** : ces aides s'appliquent sur les dépenses liées aux travaux de réseau de distribution. Elles sont calculées forfaitairement en fonction du diamètre et du linéaire de canalisation, elles ne sont pas plafonnées.

L'obtention des aides est conditionnée par un certain nombre de critères et l'atteinte de certaines performances, notamment, pour l'ensemble des extensions, d'atteindre un taux ENR&R supérieur à 65%.

Pour le projet d'extension ici étudié, pour les trois scénarios le taux ENR&R du réseau varie au long des années, entre 47% au plus bas et 91% pour les premières années de développement. **Globalement, le taux ENR&R du réseau Syner'gie est maintenu au-dessus de 65% même avec les extensions.**

METHODE : Les aides ont été calculées pour que le projet permette de maintenir le prix de chaleur actuel et présente une rentabilité acceptable et avec les hypothèses suivantes :

- Un **prix de la chaleur moyen pour les extensions à 63,8 € TTC/MWh** (prix de chaleur 2020).
- Un **taux de rentabilité interne (TRI) de 6%** avant impôt correspond aux attentes d'investisseurs privés pour un contrat de Délégation de Service Public existant et présentant encore 20 ans de réalisation. *Dans ce cas, le TRI attendu est plus faible que pour la création du réseau Nord. En effet, cette extension est moins risquée puisqu'elle s'appuie sur un réseau existant avec un chiffre d'affaires important et existant.*

- **Vente de chaleur en export à Percée Centrale** dans les mêmes conditions que les autres abonnés.
- **Durée restante de contrat : 19 ans (2022-2040)**

Synthèse - Plan de financement

L'ensemble des aides reçues sont soumises à l'encadrement européen (règle des minimis) qui fixe un plafond dépendant du type d'investisseur (grand groupe, maître d'ouvrage public).

Les aides permettant d'atteindre ces performances économiques sont les suivantes :

	Scénario n°1	Scénario n°2 et 3
Total des travaux	21 377 k€HT	
Coûts éligibles	17 645 k€HT	
Subventions + CEE	12 807 k€	13 157 k€
% des coûts éligibles	73%	75%

Tableau 28 – Montant total de subventions nécessaire pour atteindre l'équilibre économique pour le réseau Synergie

⇒ **Les deux scénarios nécessitent d'importantes aides à l'investissement. Des optimisations économiques sont à trouver pour que le projet puisse être réalisés.**

Nota : dans son modèle, SYNER'GIE propose de panacher des CEE avec des aides à l'investissement et des droits de raccordements, avec une contribution de Le Mans Métropole au financement sous forme de paiement en début de contrat de la valeur net comptable de fin de contrat.

10.2.4 Prix de chaleur R1/R2

Le prix **de la chaleur du réseau Syner'gie 2019** est fixé par le contrat de DSP (article 68) et évolue chaque année selon les indexations fixées au contrat. Les prix observés sont les suivants :

	Contrat (2016)	2019 réel
R1	25,17 € HT/MWh	28,46 € HT/MWh
R2	60,48 € HT/kW	63,77 € HT/kW

Tableau 29 – Prix de chaleur R1/R2 du réseau Syner'gie

Le réseau de Syner'gie ayant un taux ENR&R supérieur à 50% les tarifs sont soumis à une TVA à taux réduit (5,5%).

Dans le cadre d'une importante extension du réseau, l'équilibre R1/R2 doit être modifié pour tenir compte des nouveaux abonnés. Les nouveaux R1/R2 ont été obtenu en visant un prix moyen global (pour les extensions) de 63,8 € TTC/MWh, soit le même que pour SYNER'GIE actuellement (2020). Les nouveaux tarifs R1/R2 applicables aux extensions sont les suivants :

	Scénario n°1	Scénario n°2 et 3
R1	40,29 € HT/MWh	41,72 € HT/MWh
R2	29,90 € HT/KW	27,80 € HT/kW

Tableau 30 – Prix de chaleur R1/R2 des extensions

- ⇒ **La répartition R1/R2 sera à calibrer au regard des puissances souscrites et des prévisions de consommation de l'ensemble des abonnés de SYNER'GIE, avec l'objectif de ne pas modifier le prix de chaleur des abonnés SYNER'GIE actuels.**

10.3 Synthèse des indicateurs économiques

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Extension Synergie			
• Travaux	• 21 377 k€ HT	• 21 377 k€ HT	• 21 377 k€ HT
• Subventions	• 12 807 k€	• 13 157 k€	• 13 157 k€
• TRI projet	• 6%	• 6%	• 6%
• Prix moyen chaleur	• 63,8 € TTC/MWh	• 63,8 € TTC/MWh	• 63,8 € TTC/MWh
Le Mans Nord			
• Travaux	• 41 391 k€ HT	• 41 314 k€ HT	• 41 710 k€ HT
• Subventions	• 20 513 k€	• 20 450 k€	• 26 117 k€
• TRI projet	• 8%	• 8%	• 8%
• Prix moyen chaleur	• 71 € TTC/MWh	• 71 € TTC/MWh	• 71 € TTC/MWh
Les Riffaudières	Non estimé	Non estimé	Non estimé
Autres communes	Non estimé	Non estimé	Non estimé
Global			
• Travaux	• 62 768 k€ HT	• 62 691 k€ HT	• 63 087 k€ HT
• Subventions ¹¹	• 33 320 k€	• 33 607 k€	• 39 274 k€

Tableau 31 - Synthèse des indicateurs économiques

Le prix moyen de la chaleur est calculé sur la durée de contrat (19 ans restants pour SYNER'GIE, 26 ans pour Le Mans Nord).

Les investissements à mettre en œuvre sont deux fois plus importants pour la création du réseau Le Mans Nord que pour les extensions du réseau Synergie, pour 106 GWh de chaleur livrée en 2030 sur le Nord, contre + 63 GWh pour les extension Synergie.

Avec la création des extensions, le prix moyen du réseau Synergie, sur les 20 ans de contrat restant, tend à s'approcher du prix objectif fixé pour le projet de réseau Nord.

⇒ **Le scénario 1 est celui qui nécessite le moins d'aides à l'investissement pour atteindre les performances économiques pour les deux réseaux Synergie et projet Le Mans Nord.**

⇒ **Le scénario 3 est celui qui nécessite le plus d'aides à l'investissement en particulier pour le réseau Nord.**

¹¹ Subventions, CEE et éventuelles autres aides d'état, hors contribution Le Mans Métropole.

11. CLASSEMENT DU RESEAU

11.1 Définition du classement d'un réseau de chaleur

La traduction de l'obligation de raccordement à un réseau de chaleur dans l'urbanisme réglementaire est le **classement du réseau de chaleur**, qui est possible quel que soit le mode de gestion (concession, régie, réseau privé) de celui-ci.

La CEREMA donne la définition suivante du classement : « *procédure qui permet à une collectivité de rendre obligatoire le raccordement au réseau, existant ou en projet [dans certaines zones définies], pour les nouvelles installations de bâtiments. Cet outil de planification énergétique territoriale offre aux collectivités la possibilité de mieux maîtriser le développement de la chaleur renouvelable sur leur territoire, améliore la visibilité pour la réalisation de projets de réseaux de chaleur renouvelable, et contribue à l'amélioration des pratiques notamment via une concertation renforcée.* »

Le classement des réseaux de chaleur est régi par le cadre juridique suivant :

- les articles L712-1 à L712-5 et le règlement R712-1 à R712-12 du Code de l'énergie
- l'arrêté du 22 décembre 2012 relatif au classement des réseaux de chaleur et de froid

A noter : Ce cadre réglementaire est en train d'évoluer. En effet, la Loi Energie Climat du 9 novembre 2019 prévoit de **rendre automatique le classement des réseaux de chaleur à compter du 1^{er} Janvier 2022** pour les réseaux respectant les conditions de classement présentées par la suite. Les modalités d'applications de cette loi ont été discutées entre le législateur et les partenaires du secteur et seront débattues dans les prochains mois :

- L'analyse ci-dessous se base principalement sur la réglementation applicable actuellement ;
- Néanmoins, suite à un Webinaire organisé en Avril 2021 par l'AMORCE certaines informations (non encore traduites en textes réglementaires – ces textes sont attendus à l'automne 2021) ont été fournies. En cas de différences par rapport aux éléments de la réglementation en vigueur, ces éléments ont été mentionnés, en italique.

L'obligation de raccordement au réseau créée par le classement s'applique :

- **A l'intérieur de zones de développement prioritaires** : Ces zones sont définies en fonction des possibilités technico-économiques de développement du réseau. Elles sont en général définies dans le cadre du schéma directeur.

Dans le cadre de la nouvelle réglementation et sauf délibération contraire de la collectivité, ce périmètre, comprendra :

- **L'ensemble du périmètre de DSP** le cas échéant ;
- *Tout le périmètre de la ville concernée dans les autres cas y compris réseaux privés. Ce classement d'office à l'échelle de la commune pour les réseaux privés pourrait laisser entendre que le classement d'un réseau en DSP peut aussi se faire hors de son périmètre de DSP (cela revenant implicitement à acter d'un périmètre plus grand que celui contractuel). Cela n'est pas précisé dans les éléments fournis par l'ADEME/l'AMORCE.*

Le critère économique semble supprimé en l'état, mais peut servir à définir les zones de développement prioritaire.

- Aux bâtiments suivants :
 - **Constructions neuves** dont le permis de construire est attribué après la délibération de la collectivité,
 - **Bâtiments subissant des extensions importantes (>150 m²),** et les rénovations définies par les articles R131-25 et R131-26 du code de la construction, (« lorsque le coût total prévisionnel de travaux de rénovation [...] est supérieur à 25 % de sa valeur. »).

Suivant la présentation AMORCE sur la future réglementation, le seuil de 25 % pourrait être augmenté à 30%. Cela nécessitera une modification du code de la construction qui semble compliqué en l'état, cet article servant dans de nombreux autres contextes.

- **Bâtiments devant faire l'objet d'un remplacement d'un système de chauffage et/ou d'ECS de 30 kW ou plus.**

Dans les faits, les 2 premières catégories sont faciles à capter dans la mesure où les bâtiments doivent faire l'objet d'un permis de construire / déclaration préalables et sont donc instruits par la collectivité. La 3^{ème} catégorie est plus compliquée à repérer et donc à capter.

Les contrevenants au classement s'exposent à une amende pouvant aller jusqu'à 300 000 € (Article L712-5 du code de l'énergie). Les constats d'infractions sont réalisés par un OPJ, APJ ou encore des agents assermentés au titre de l'urbanisme. Les poursuites sont engagées par le ministère public devant le tribunal correctionnel. L'amende est payée au Trésor Public.

11.2 Les conditions et la procédure de classement

Conditions de classement

A date, un réseau de chaleur peut être classé s'il respecte les conditions suivantes :



⇒ **Ces 3 conditions sont vérifiées sur le réseau de chaleur SYNERGIE et sur le futur réseau de chaleur sur le Nord du Mans.**

Il ne semble pas que ces conditions soient modifiées par la nouvelle réglementation, le classement automatique s'appliquera uniquement aux réseaux respectant ces conditions.

Des dérogations à l'obligation de classement sont possibles :

- Pour l'opérateur du réseau de chaleur : la collectivité décide de ces dérogations, en général elles sont basées sur l'équilibre financier du raccordement et/ou les obligations de raccordement déjà prévues au contrat. Il est à noter que cet équilibre doit être mesuré en prenant en compte tous les raccordements probables à venir du secteur ciblé ;
- Pour le maître d'ouvrage : Les conditions doivent être précisées par le dossier de classement, plus les conditions étant restrictives, plus les dérogations deviennent compliquées à obtenir. Il faut à minima que le bâtiment respecte une des conditions ci-dessous :
 - La solution envisagée à la place du réseau de chaleur doit présenter un intérêt environnemental (alimentation à plus de 50% par énergie renouvelable pour le chauffage et l'ECS sur une année complète) ;
 - Le raccordement au réseau n'est pas économiquement viable, sur la durée de la police d'abonnement par rapport à la solution alternative ;
Ce critère semble être supprimé de la future réglementation.
 - Les besoins de chaleur sont spécifiques et ne peuvent être fournis par le réseau ;
 - L'opérateur n'est pas en mesure d'alimenter le bâtiment dans les délais, des solutions transitoires pouvant être envisagées.

La collectivité peut prévoir des critères de dérogations plus stricts ou un cumul de critères nécessaires pour accepter la dérogation. En particulier, il est possible de prévoir le cumul d'un critère économique et environnemental. Il est également possible de prévoir des critères de dérogation différents pour les bâtiments existants et les bâtiments neufs.

Procédure de classement

La procédure de classement consiste en :

- Une concertation : Réalisation d'un dossier de classement définissant les zones, modalités de dérogations, ... en partenariat avec les différents partenaires du réseau (collectivité, opérateur, abonnés, usagers, éventuellement promoteurs, ...) ;
- Un avis de la CCSPL sur le projet de dossier de classement ;
- Une délibération de la collectivité organisatrice ;
- L'annexion au PLU et la communication (publication légale et courrier aux maîtres d'ouvrage de patrimoine à minima).

11.3 L'application

Dans le cas d'une délégation de service public, une fois le réseau classé, la procédure pour définir le raccordement et la suivante :

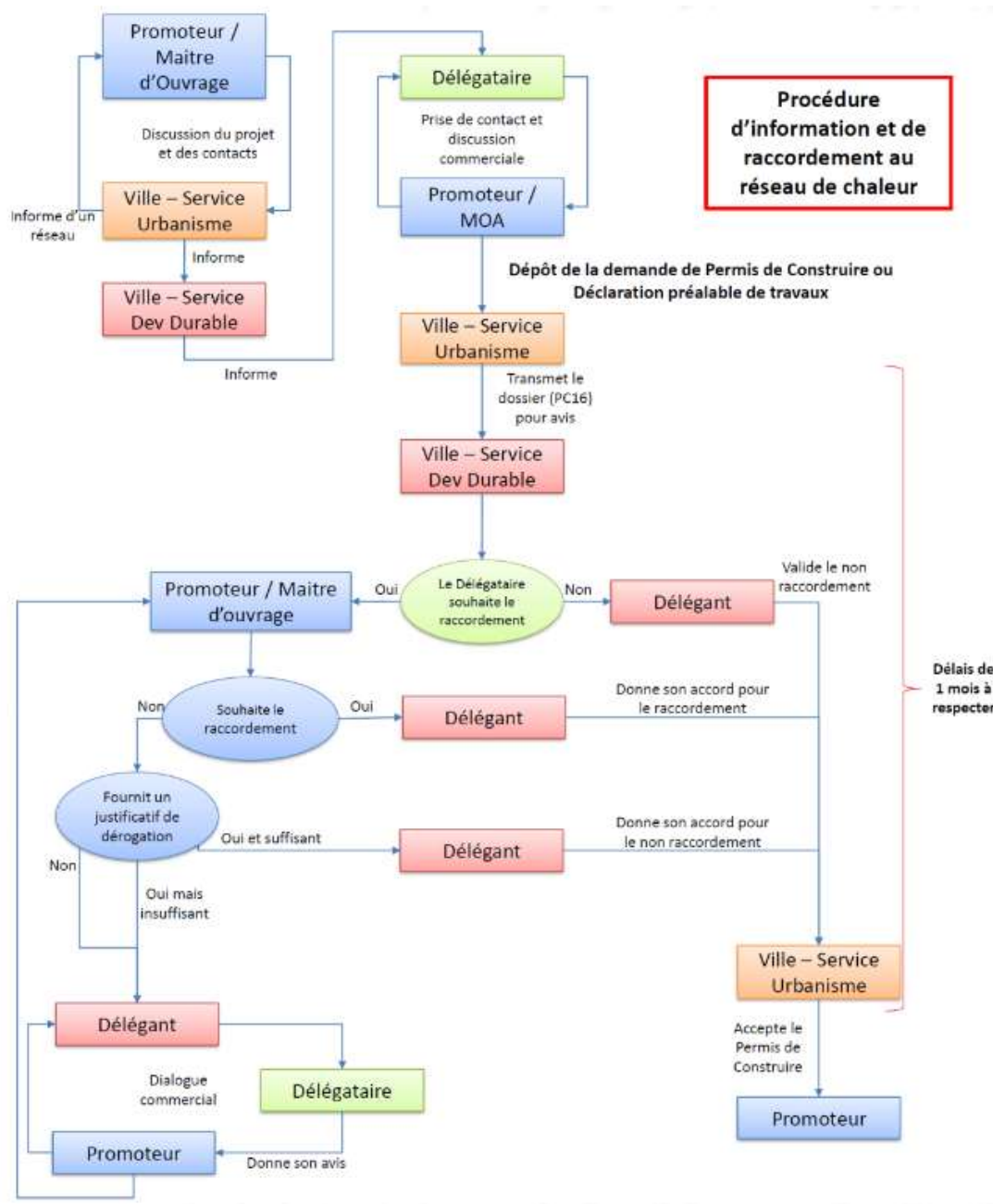


Figure 33 – Procédure pour le raccordement d'un bâtiment d'un réseau classé

11.4 Les avantages et inconvénients

L'association AMORCE et le CEREMA (en partenariat avec l'ADEME) ont publié début 2020 l'« *Enquête sur le classement des réseaux de chaleur et de froid : Comprendre et appliquer la procédure dans la perspectives de sa généralisation en 2022* ». Les principaux avantages et inconvénients ont été passés en revue.

Avantages

- Donner une visibilité à l'opérateur pour lancer plus facilement des investissements, par exemple dans une nouvelle ZAC ;
- Eviter que les promoteurs cherchent à contourner le raccordement au réseau de chaleur par des solutions éventuellement moins chères à l'investissement mais qui s'avéreront plus cher en fonctionnement et moins efficaces environnementalement parlant (radiateur à effet joule ou gaz individuel par exemple) ;
- Renverser la charge de la preuve que la solution alternative est moins chère dans la durée sur les promoteurs/maitre d'ouvrage ;
- Eviter la multiplication d'installation EnR&R diffuses exploitées par les maitres d'ouvrage et pas forcément correctement entretenues / fonctionnelles.

Inconvénients

- Traitement des avis sur les permis de construire et des demandes de dérogations à prévoir : temps d'instruction par la collectivité ;
- Risque pour la collectivité à obliger au raccordement à une source d'énergie spécifique : risque de dégradation des relations avec les promoteurs, maitres d'ouvrage (bailleurs, copropriétés, collectivités publiques), et avec le distributeur de gaz ;
- Capacité à/volonté de poursuivre les contrevenants ;
- Difficulté de mise en œuvre : nécessité d'une mobilisation de différents services, capacité à cibler les rénovations énergétiques et changement d'énergie, ...

Retour d'expérience

En 2017, l'EPT Paris Terres d'Envol (93 – accompagné par SERMET) a décidé de classer le réseau de chaleur de Blanc-Mesnil (alimenté majoritairement par géothermie) suite au Schéma Directeur, avec pour objectif de capter l'ensemble des constructions neuves :

- Suite aux démolitions dans le cadre d'un plan ANRU ambitieux ;
- Ailleurs sur le territoire de la ville en plein développement avec l'arrivée de 2 nouvelles gares du GPE.

On estime à ce jour que le classement du réseau de chaleur a permis de raccorder ou de prévoir le raccordement dans les prochaines années (d'ici 2022/2023) de près de 2 000 logements neufs hors plan ANRU (correspondant à plus de 30% des besoins du réseau en 2017), pour lesquels les promoteurs avaient initialement envisagé des installations classiques au gaz.

Classement des réseaux de Le Mans Métropole

Le présent Schéma Directeur et l'étude de faisabilité du réseau Le Mans Nord montrent que ces deux réseaux présentent :

- Un taux d'ENR&R supérieur à 50%
- Une compétitivité économique par rapport à des solutions traditionnelles non ENR.

Il est donc recommandé de procéder au classement de ces 2 réseaux, sur l'ensemble du périmètre de la DSP.

L'expérience a en effet montré sur SYNER'GIE que plusieurs bâtiments neufs se construisant à proximité du réseau n'ont pas envisagé un raccordement à celui-ci.

En outre sur le Nord de la métropole, aucune source de production ENR&R n'est disponible, le réseau de chaleur sera donc le seul moyen de verdir la production.

12. SYNTHÈSE ET PLAN D'ACTIONS

12.1 Synthèse des scénarios

Pour les trois scénarios, on pourra retenir que **l'énergie livrée aux abonnés, les prix de chaleur, les émissions de CO2 évitées et des quantités ENR&R mises en jeu sont similaires.**

Outre les indicateurs énergétiques, environnementaux et économiques précisés dans les précédents paragraphes, les avantages et limites des différents scénarios, sont résumés ici :

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
	• Création d'une <u>interconnexion</u> entre le réseau Nord et le réseau Bord de l'Huisne de Synergie permettant le transfert de chaleur de l'un à l'autre.	• Création d'une <u>interconnexion</u> entre le réseau Nord et le réseau Bord de l'Huisne de Synergie permettant le transfert de chaleur de l'un à l'autre.	• Plus <u>simple contractuellement</u>
++	• Exploitation d'un outil de <u>production bois B</u> ayant des intrants encore inexploités en France. • <u>Multiples outils de production ENR&R</u> permettant d'envisager l'évolution des	• <u>Valorisation maximisée de l'UVED</u> en chaleur. • Pertinence économique meilleure du fait de la <u>possibilité de négocier à moins de 21 €/MWh le prix de la chaleur sortie UVED.</u>	

réseaux sur un plus long terme.		
• Moins d'aide à l'investissement.		
• Travaux à réaliser plus nombreux et plus complexes. • Montage contractuel très complexe avec 4 acteurs à considérer (GEVAL/VEOLIA, SYNERVAL, SYNERGIE, réseau Nord) • Incertitude forte sur le prix de la chaleur de la chaufferie bois B et sur l'obtention de subvention du Fonds Chaleur • Risque sur la non-valorisation de la chaleur UVED compte tenu du fait que la chaufferie bois B doit être en base, notamment pendant les premières années du développement du réseau Nord • Valorisation de la chaleur issue de l'UVED non maximisée.	• Une seule source ENR&R sur le réseau Syner'gie. • Montage contractuel complexe avec 3 acteurs à considérer (SYNERVAL, SYNERGIE, réseau Nord)	• Pas d'interconnexion des réseaux. • Plus d'aides à l'investissement, pertinence économique moindre. • Valorisation de la chaleur issue de l'UVED non maximisée.

A la lecture de ces éléments, on peut conclure que le **scénario 1** présente **d'avantage d'intérêts que les autres scénarios, mais qu'il est également plus complexe et soumis à d'avantage d'incertitudes.**

Le **scénario 2 est bien équilibré**, il présente des pistes d'optimisation financière, notamment au moyen d'une négociation des prix de chaleur sortie UVED.

Le **scénario 3 est quant à lui bien moins avantageux** que les 2 autres et nécessite un montant élevé de subventions plus élevé.

⇒ L'analyse technico-économique des différentes solutions montrent que les scénarios 1 et 2 sont à privilégier sur le scénario 3. Il est donc proposé de se concentrer sur **la mise en œuvre de ces deux solutions en parallèle.**

Le fait de retenir le scénario 1 étant conditionné par la faisabilité du projet de cogénération Bois B porté par VEOLIA et à la possibilité de subventionner le réseau Nord et les extensions de Syner'gie via le Fonds Chaleur.

Le scénario 3 a été écarté par le Comité de Pilotage.

12.2 Contribution aux objectifs du PCAET

Le développement des réseaux de chaleur permettra à échéance 2030, par rapport à 2020 de :

- ⇒ **Multiplier par plus de 2 la quantité de chaleur fournie par un réseau public de chaleur,**
- ⇒ **Multiplier par près de 2 la quantité de chaleur ENR&R valorisée sur les réseaux,**
- ⇒ **Diviser par près de 2 les émissions de CO2 engendrées par la production de chaleur.**

En 2030, le PCAET vise une contribution des ENR&R à hauteur de 30% du mix énergétique. Pour les réseaux de chaleur, **le taux ENR&R sera d'au moins 77%, prouvant l'efficacité de ces outils pour atteindre les objectifs.** Le graphique suivant illustre la contribution des réseaux de chaleur au PCAET.

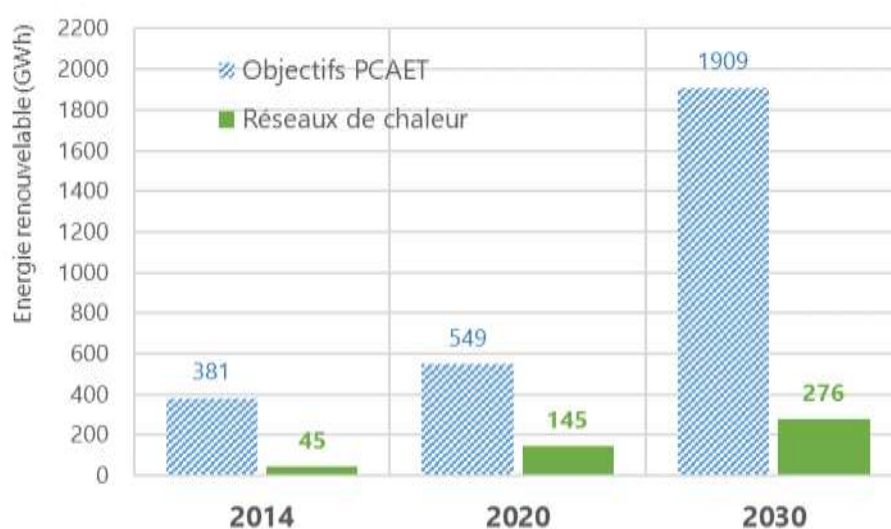


Figure 34 – Contribution des réseaux de chaleur existants et à développer aux objectifs ENR&R du PCAET

Nota : ces données présentent les résultats pour les réseaux de chaleur Syner'gie existant et ses extensions et densification, réseau Nord, développement de réseaux dans les communes et le quartier Riffaudières/Gare Sud/Novaxud.

12.3 Plan d'actions

Les prochaines étapes spécifiques au **projet de réseau Le Mans Nord** sont les suivantes :

- Echanges avec **5 des abonnés principaux du projet de réseau de chaleur Le Mans Nord** (Université, Centre Hospitalier, Mancelles d'Habitation, Le Mans Métropole Habitat, Sarthe Habitat) pour partager les hypothèses de **prix de chaleur de référence** ;

- Echanges et négociation avec Mancelles d'Habitation, Le Mans Métropole Habitat et Sarthe Habitat pour la définition du **statut du réseau Coulaines Bellevue** en vue de son intégration au **réseau de chaleur Le Mans Nord** ;
- **Prise de décision sur le projet Le Mans Nord** : modèle contractuel, contenu, durée, périmètre, terrain retenu pour la chaufferie, ambitions du projet, clauses particulières à intégrer à un futur contrat ;
- **Décision du conseil communautaire** sur le type de procédure, les conditions et principaux termes contractuels pour la **création du réseau Le Mans Nord**.

Les prochaines étapes spécifiques au réseau Syner'gie sont les suivantes :

- **Préparation des modes de financement des extensions** : validation du principe de financement par l'ADEME, calcul de la participation Le Mans Métropole au financement.
- Préparation de **l'avenant au contrat de la DSP Syner'gie** comprenant **les extensions, l'augmentation de la puissance garantie par l'UVED** sur le feeder Bord de l'Huisne (mise en œuvre de la PAC), l'export de chaleur vers Percée Centrale.
- **Décision du conseil communautaire** pour l'avenant.

Les prochaines étapes communes aux deux réseaux Syner'gie et le Mans Nord sont les suivantes :

- Confirmation ou infirmation de la faisabilité du **projet GEVAL/VEOLIA cogénération Bois B** et **négociation sur les conditions de réalisation** (point de livraison unique sur La Chauvinière, quantité de chaleur, prix de vente de la chaleur) ;
- **Négociation avec LMM, SYNER'GIE et SYNER'VAL** d'une convention tripartite pour fixer les conditions de fourniture et de transport de la chaleur ENR&R issue de l'UVED+BOIS B (scénario 1) ou UVED seul au réseau Le Mans Nord (scénario 2) ;
- **Prise de décision sur le terrain retenu** pour la mise en place d'une station d'échange de chaleur pour les Scénarios 1 et 2 ;

Les prochaines étapes pour l'approfondissement des études sur les autres réseaux :

- Présentation aux communes des résultats de l'étude de potentiel et lancement **d'études de faisabilité sur les communes** les plus pertinentes.
- Lancement d'une **étude de faisabilité sur le quartier Sud Gare/Les Riffaudières**.

12.4 Enjeux de planning

Le développement des réseaux de chaleur sur Le Mans Métropole sera à réaliser au regard des contraintes de planning.

La principale contrainte de planning concerne le scénario 1, puisqu'une date limite a été définie pour la mise en service de la cogénération BOIS B¹². Dans cette perspective, le développement du réseau Nord et de Syner'gie doit suivre un calendrier soutenu, pour éviter de diminuer les achats de chaleur à l'UVED en dessous du TOP.

Les autres contraintes de planning concernent :

- **L'arrêt des contrats d'achat d'électricité des cogénérations** du Centre Hospitalier du Mans au 31/10/2024 et de l'Université en 2025 : prévoir la fourniture de chaleur ENR&R pour le réseau Nord d'ici à fin 2024.
- **L'arrêt de la cogénération du réseau de Coulaines Bellevue** en 2027 : prévoir le développement du réseau Nord jusqu'à Coulaines d'ici à 2027.
- La **durée restante pour la DSP SYNER'GIE**, qui se terminera en 2040. L'amortissement d'importants investissements sera plus avantageusement fait sur une longue durée.

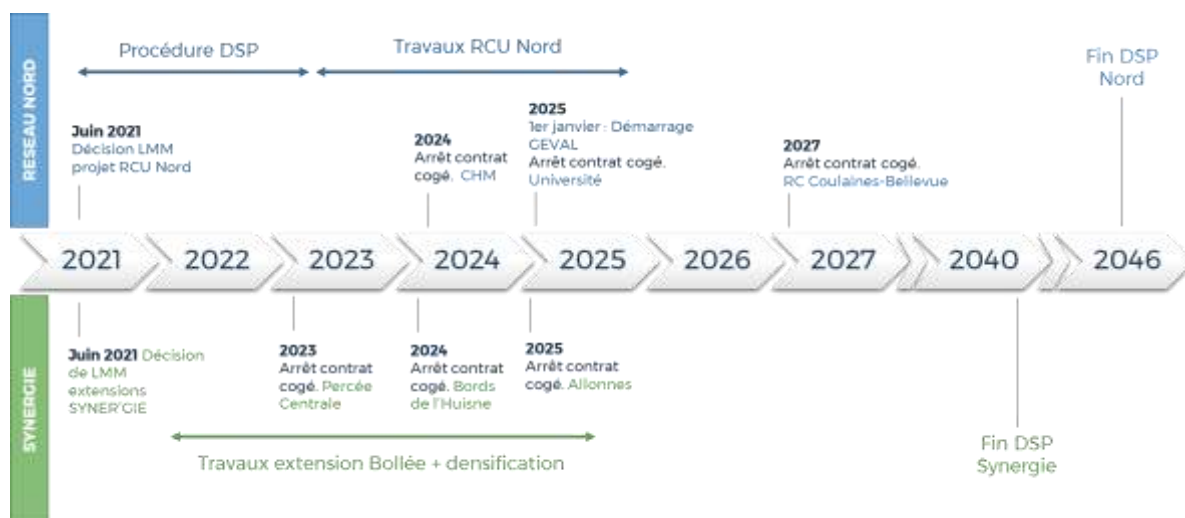


Figure 35 – Calendrier 2021/2046 des échéances liées au développement des réseaux de chaleur

Afin de mettre en œuvre ce développement il est proposé de soumettre à la délibération du Conseil Métropolitain de Juin 2021 les décisions concernant :

- Les extensions et densification de SYNER'GIE (avenant à la DSP) ;
- Le lancement du projet de réseau de chaleur LE MANS NORD (lancement d'une DSP).

¹² Au 01/07/2021 la date de démarrage de l'unité de production GEVAL a été reportée à fin 2025 ; la confirmation de ce report par la DGEC est en cours.

CONCLUSION

Le développement des réseaux de chaleur publics sur Le Mans Métropole permettra d'ici 2030 d'atteindre :

	321 GWh de chaleur livrée aux abonnés (DJU 2100)
	276 GWh de chaleur verte utilisée dans les réseaux soit un taux ENR&R de 77% (hors biogaz)
	70 300 Tonnes de CO2 évités en moyenne /an par rapport à une solution 100% gaz naturel
	95 km de réseaux de chaleur publics
	37 325 équivalents.logements¹³ desservis

La création d'un réseau de chaleur **sur l'ensemble de la zone géographique de Le Mans Nord jusqu'à Coulaines** présente un **intérêt environnemental majeur** avec un taux ENR&R de 70% pour ce réseau, permettant de participer à la réponse à fournir face aux enjeux climatiques. Ce projet est économiquement viable à condition qu'il soit fortement subventionné.

Le **développement du réseau Syner'gie** est possible et permettra de raccorder plus d'une centaine de nouveaux bâtiments. Sa réalisation nécessite le recours à des subventions, notamment du Fonds Chaleur. **L'export de chaleur vers Percée Centrale** à partir de ce réseau présente un intérêt majeur pour aider l'équilibre économique des nouveaux raccordements à créer.

L'interconnexion de ces deux réseaux est à privilégier afin de mutualiser les différentes sources de production ENR&R de la métropole et ainsi les exploiter à leur potentiel maximum. Cette interconnexion permettra notamment d'utiliser plus largement l'UVED existant.

Le **projet de cogénération bois B** présente un intérêt énergétique fort pour la collectivité, mais il ajoute de la complexité et des risques au projet de développement des réseaux. En outre, une incertitude majeure reste, à date, à lever concernant la participation du Fonds

¹³ Equivalents logements calculés pour une consommation moyenne de 8,9 MWh/lgmt

Chaleur au financement des réseaux Nord et extension dans le cas de son utilisation sur les réseaux.

D'autres réseaux de chaleur, voir de mini-réseaux, peuvent être envisagés sur d'autres communes de la Métropole. Ils permettront d'alimenter les bâtiments à partir de source ENR&R lorsqu'ils sont actuellement au gaz naturel. En outre, les réseaux de chaleur permettent :

Confort garanti / Sécurité d'approvisionnement :

- Astreinte réseau 24/24h
- Multiples sources d'approvisionnement améliorant la résilience de l'approvisionnement en chaleur

Intérêt économique :

- Stabilisation du coût global de la chaleur sur le long terme, limitation de la dépendance aux fluctuations des énergies fossiles
- Coup de pouce pour l'emploi local

Intérêt environnemental :

- Seule possibilité d'introduire une production de chaleur d'origine renouvelable, en remplacement de solutions actuelles fossiles, pour une majorité de bâtiment
- Maîtrise des émissions de particules et de CO2 par une production centralisée ENR&R et réduction du nombre de chaudières
- Valorisation de ressources locales et contribution au PCAET du Pays du Mans

TABLES DES FIGURES ET TABLEAUX

Figure 1 – Cartographie des extensions et densification du réseau Syner'gie	4
Figure 2 – Cartographie extension Sud du réseau Syner'gie	6
Figure 3 – Cartographie extension Jaurès/Sablon du réseau Syner'gie	6
Figure 4 – Cartographie extension Est / MMA du réseau Syner'gie	7
Figure 5 – Cartographie de l'extension Bollée	8
Figure 6 – Cartographie des ZAC à proximité du réseau Allonnes	10
Figure 7 – Cartographie des ZAC à proximité du réseau Bords de l'Huisne	11
Figure 8 – Répartition des consommations par usage (développement Syner'gie)	12
Figure 9 – Plan de situation du quartier Novaxud/Les Riffaudières	13
Figure 10 – Points de livraison du quartier Les Riffaudières	13
Figure 11 – Carte de chaleur sur Le Mans Nord (recensement)	14
Figure 12 – Répartition par type d'usage sur Le Mans Nord	14
Figure 13 – Tracé du réseau Nord	15
Figure 14 – Evolution des DJU sur les 10 dernières années	16
Figure 15 – Impact de la rénovation énergétique sur le réseau Synergie à 2040	19
Figure 16 – Evolution des besoins de chaleur sur Synergie	21
Figure 17 – Evolution des besoins de chaleur Le Mans Nord	22
Figure 18 – Plan du réseau de Sargé	24
Figure 19 – Photos de la chaufferie (intérieur et extérieur)	24
Figure 20 – Projet de tracé des réseaux Syner'gie et Nord (scénario 1)	33
Figure 21 – Production chaleur ENR&R entre 2020 et 2040 des réseaux Syner'gie et Nord (Sc 1)	35
Figure 22 – Bilan énergétique des réseaux Syner'gie et Nord en 2026 (scénario 1)	35
Figure 23 – Mix énergétique des réseaux Syner'gie et Nord en 2026 (scénario 1)	36
Figure 24 – Projet de tracé des réseaux Syner'gie et Nord (scénario 2)	37
Figure 25 – Bilan énergétique des réseaux Syner'gie et Nord (Sc 2)	39
Figure 26 – Mix énergétique des réseaux Syner'gie et Nord en 2026	39
Figure 27 – Bilan énergétique des réseaux Syner'gie et Nord de 2020 à 2040	40
Figure 28 – Mix énergétique des réseaux Syner'gie et Nord en 2026	41
Figure 29 – Répartition des coûts travaux sur le Mans Nord	45
Figure 30 – Répartition des coûts d'exploitation du réseau Nord	48
Figure 31 – Coûts des travaux des extensions Syner'gie	54
Figure 32 – Evolution des coûts d'exploitation (hors GER) des extensions Syner'gie	56
Figure 33 – Procédure pour le raccordement d'un bâtiment d'un réseau classé	65
Figure 34 – Contribution des réseaux de chaleur existants et à développer aux objectifs ENR&R du PCAET	69
Figure 35 – Calendrier 2021/2046 des échéances liées au développement des réseaux de chaleur	71
Tableau 1 – Liste des potentiels futurs abonnés en densification sur le réseau Syner'gieL	5
Tableau 2 – ZAC identifiées à Allonnes	10
Tableau 3 – ZAC identifiées sur Bords de l'Huisne	11
Tableau 4 – Synthèse du développement Synergie à 10 ans	12
Tableau 5 – Taux de réduction des besoins à échéance 2040 par catégorie de bâtiment	17
Tableau 6 – Besoins en chaleur des nouvelles constructions sur Le Mans Nord	18
Tableau 7 – Besoins en chaleur du Centre Hospitalier actuel et futur	18
Tableau 8 – Evolution de la demande en chaleur et base 2020 Syner'gie	19
Tableau 9 – Bilan des extensions de Synergie et leur évolution à 2040	20
Tableau 10 – Bilan des nouvelles constructions sur Syner'gie	20
Tableau 11 – Calendrier de développement Syner'gie	21
Tableau 12 – Potentiel de création de réseau de chaleur sur les autres communes	28
Tableau 13 – Potentiel de création de réseau technique sur les autres communes	29
Tableau 14 – Liste des communes avec peu ou sans potentiel	30

Tableau 15 - Synthèse des caractéristiques des réseaux en 2030	32
Tableau 16 - Equipements de production des réseaux Syner'gie et Nord (scénario 1)	34
Tableau 17 - Equipements de production des réseaux Syner'gie et Nord (scénario 2)	38
Tableau 18 - Equipements de production des réseaux Syner'gie et Nord (scénario 3)	40
Tableau 19 - Synthèse des bilans énergétiques et environnementaux des réseaux en 2030.....	42
Tableau 20 – Coûts travaux du projet de réseau Nord	45
Tableau 21 – Coûts des achats de combustibles (1 an)	46
Tableau 22 – Coûts d'entretien et autres frais d'exploitation P2 (1 an)	47
Tableau 23 – Coûts du GER P3 (1 an).....	48
Tableau 24 – Intérêt d'emprunt.....	49
Tableau 25 – Montant total de subventions nécessaire pour atteindre l'équilibre économique pour le réseau Nord	50
Tableau 26 – Coûts des travaux des extensions Syner'gie.....	54
Tableau 27– Coûts d'exploitation pour les extensions Syner'gie.....	55
Tableau 28 – Montant total de subventions nécessaire pour atteindre l'équilibre économique pour le réseau Synergie	58
Tableau 29 – Prix de chaleur R1/R2 du réseau Syner'gie	58
Tableau 30 – Prix de chaleur R1/R2 des extensions	59
Tableau 31 - Synthèse des indicateurs économiques.....	60

GLOSSAIRE

BdH : réseau de chaleur Bord de l'Huisne, partie du réseau Syner'gie

CEP : Compte d'Exploitation Prévisionnel

CHM : Centre Hospitalier du Mans

CRA : Compte rendu d'activité

CRE : Commission de Régulation de l'Energie

Densité thermique : Quantité d'énergie thermique appelée par mètre de conduite du réseau de chaleur installée.

Degré Jour Unifié (DJU) : Différence de température entre la température extérieure et la température de 18°C (température intérieure des logements), multipliée par la durée de cette différence (en jours).

DN : Diamètre Nominal (d'une conduite)

DSP : Délégation de Service Public

Echangeur de chaleur : dispositif permettant de transférer de l'énergie thermique d'un fluide vers un autre sans les mélanger. Le flux thermique traverse la surface d'échange qui sépare les fluides. Ils sont souvent de type échangeurs à plaques (les surfaces d'échange sont des plaques de métal).

ECS : Eau Chaude Sanitaire

EnR&R : Energies nouvelles Renouvelables et de Récupération (solaire, biomasse, géothermie, chaleur fatale, récupération de chaleur sur eau usée, etc...)

DOE : Dossier des Ouvrages Exécutés

FOL/FOD : Fioul Lourd / Fioul Domestique

GER : Gros entretien et renouvellement

GN : Gaz naturel

Gradient géothermal : augmentation de température constatée dans le sous-sol à mesure que l'on s'éloigne de la surface.

GTA : Groupe Turbo-Alternateur – Installation visant à transformer l'énergie mécanique (rotation d'une turbine) en énergie électrique (courant alternatif).

GTC : Gestion Technique Centralisée

ICPE : Installation Classée pour la Protection de l'Environnement. Dans le cas d'une chaufferie cela concerne les installations dont la puissance est supérieure à 2 MW.

MWh_u : MWh_{utile}, quantité d'énergie (chaleur ou électricité) ne nécessitant pas d'être transformée pour être utilisée. Par opposition aux MWh_{PCS} et MWh_{PCI} des énergies fossiles.

P1/P2/P3/P4 : Dénominations standards des charges d'exploitation dans le chauffage collectif correspondant respectivement à :

- P1 : l'achat de combustible,
- P2 : l'entretien courant,
- P3 : les charges de Gros Entretien et Renouvellement
- P4 : le financement des investissements.

PAC : Pompe à chaleur

PE TGAP : Indicateur de valorisation énergétique (Performance Energétique) servant de base pour la détermination du montant de la TGAP.

PPE : Programmation Pluriannuelle de l'Energie (nouvelle version 2020-2023 et 2024-2028)

Rendement d'un réseau de chaleur : Rapport entre la quantité de chaleur livrée en sous-stations et la quantité de chaleur produite en tête de réseau, permettant d'évaluer les pertes thermiques du réseau

Réseau primaire : Partie du réseau de chaleur située en amont des sous-stations, reliant celles-ci aux centrales de production de chaleur

Réseau secondaire : Réseau situé en aval des sous-stations, permettant de relier celles-ci aux locaux à chauffer. Le réseau secondaire ne fait pas juridiquement partie du réseau de chaleur géré par le délégataire.

RT (2005/2012 ...) : Règlementation Thermique

Taux d'utilisation équivalent à pleine puissance : Aussi appelé facteur de charge, il s'agit du ratio entre l'énergie effectivement produite par un moyen de production et l'énergie qui aurait été produite si ce moyen de production fonctionnait à pleine puissance en permanence. En multipliant ce taux par le nombre d'heure annuel, on obtient la durée équivalente à pleine puissance.

TGAP : Taxe Générale sur les Activités Polluantes.

TICGN/TICPE : Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel / de Produits Energétiques

Température de base : Température extérieure de référence pour la réalisation des bilans thermiques. Elle correspond à la température minimale (constatée au moins 5 jours dans l'année) d'un lieu donné.

SNBC : Stratégie Nationale Bas Carbone

Sous-station : Interface entre le réseau primaire et le réseau secondaire, la sous-station est le lieu où la chaleur est livrée par le fournisseur du service de chauffage urbain. Physiquement, il s'agit d'un échangeur thermique, situé en général en pied d'immeuble.

STEP : Station de traitement des Eaux Polluées

UVED : Usine de valorisation énergétique et de déchets. Statut atteint par les incinérateurs d'ordure ménagère à partir d'un certain seuil de valorisation énergétique (électricité et chaleur), permettant de diminuer la taxe générale sur les activités polluantes.

VNC : Valeur Nette Comptable, montant des biens restant à amortir à la fin de la délégation

ANNEXES

Annexe 1 : Plan des Chronolignes

Annexe 2 : données détaillées pour chaque sous-réseau de Syner'gie

Annexe 3 : définition des indicateurs de performance pour les audits de réseau de chaleur

Annexe 4 : Stations d'épuration de Le Mans Métropole, caractéristiques

Annexe 5 : ICPE liste des établissements et équipements

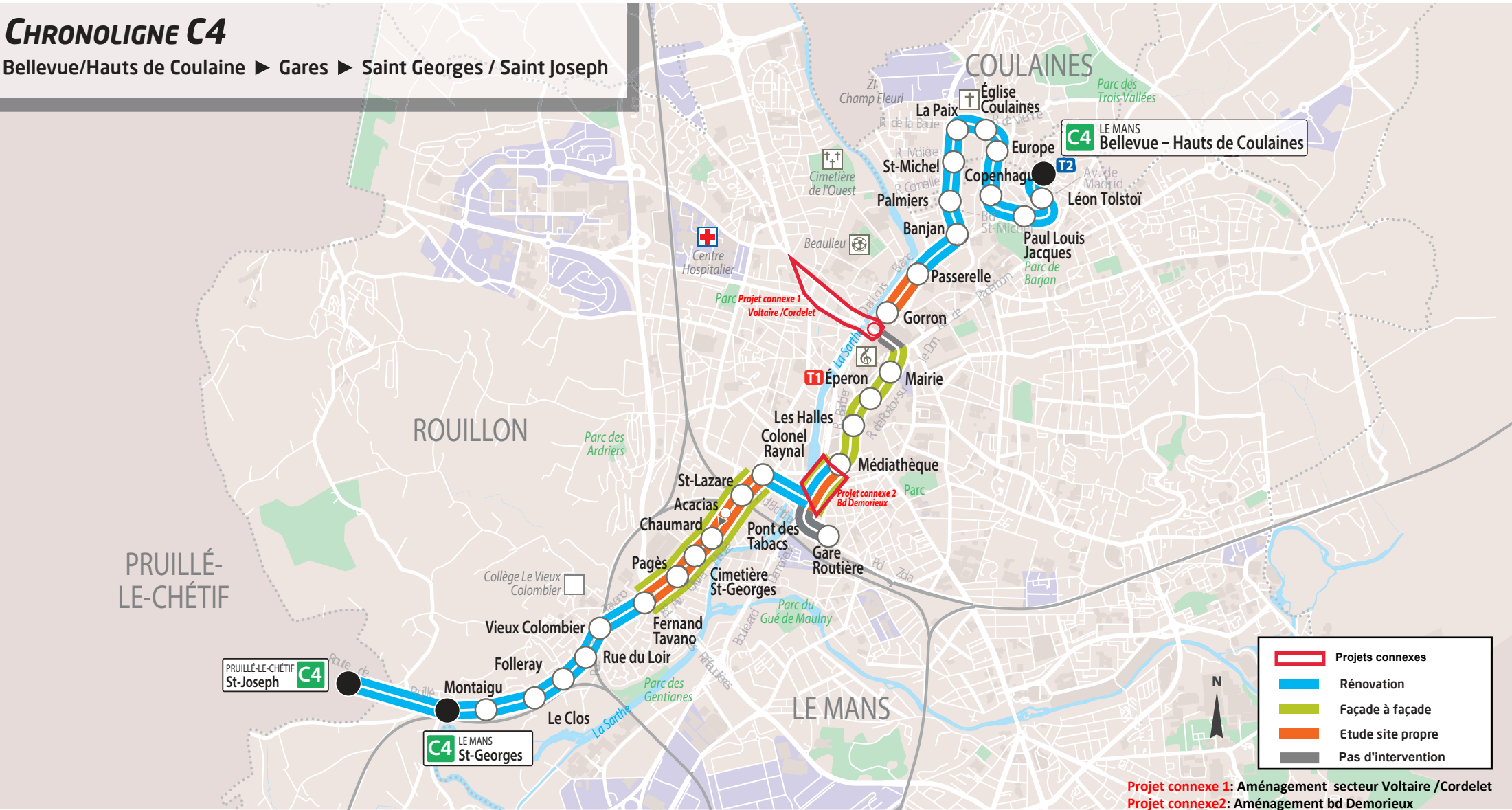
Annexe 6 – Résultats des études pour les autres communes de la métropole

Annexe 7 - CEP des extensions SYNERGIE

Annexe 8 – Etude de faisabilité LE MANS NORD et ses Annexes

CHRONOLIGNE C4

Bellevue/Hauts de Couaine ► Gares ► Saint Georges / Saint Joseph



CHRONOLIGNE C5

Bener ► République / De Gaulle ► Oasis-Centre des Expositions



CHRONOLIGNE C6

République ► Lycée Sud ► Saint Martin

- Rénovation
- Rénovation si besoin
- Façade à façade
- Etude site propre
- Création
- Pas de modification



Prise en compte vélos + traversée routière (cf. étude LMM)

Création giratoire (ou autre proposition)

Réaménagement global

ANNEXE 2

Bilan de production 2019 de Syner'gie – détail des réseaux Allonnes et Bords de l'Huisne

	Réseau Bords de l'Huisne	Réseau Allonnes
Livraison de chaleur	85 456 MWh	42 306 MWh
Dont chauffage	66 087 MWh	35 980 MWh
Dont ECS	19 369 MWh	6 326 MWh
Longueur de réseau	26 770 ml	11 710 ml
Densité thermique	3,19 MWh/ml	3,61 MWh/ml
Nbr de sous-station	97	60
Puissance souscrite	45 224 kW	22 211 kW

Tableau 1– Caractéristiques des réseaux BDH et Allonnes dans Syner'gie

	Réseau Bords de l'Huisne	Réseau Allonnes
UVED (récupération UIOM)	La Chauvinière – SST BDH 26,7 MW en service + potentiel sur une PAC de 3,6 MW	La Chauvinière – SST Allonnes 12,7 MW en service
Chaufferies principales	rue du Danemark – Le Mans 36 MW gaz (3 x 12 MW) 12 MWth cogénération (5 moteurs)	Impasse des paquerettes 8,5 MW gaz 11,5 MW fioul 6 MWth cogénération (3 moteurs)
TOTAL BASE	74,7 MWth	38,7 MWth
Chaufferie en délestage	• Centre aquatique des Atlantides 2 x 940 kW gaz • Ronceray 3 x 2300 kW gaz/fioul • Glonnnière 4 x 1860 kW gaz fioul • Pole Sud Santé 2 x 2500 kW + 2000 kW gaz naturel	
Chaufferie de secours	• Chaudières mobiles FOD 540 kW sur le terrain de Ronceray	• Chaudières mobiles FOD 1900 kW sur le terrain de l'établissement public de santé mentale de la Sarthe • Chaudières mobiles de secours 2 x 540 kW sur le terrain de la chaufferie d'Allone

Tableau 2– Moyens de production des réseaux BDH et Allonnes dans Syner'gie

Production chaleur (sortie chaufferie) en MWh th	2017	2018	2019
UVED	0 MWh	31 296 MWh	95 570 MWh
Fioul	0 MWh	0 MWh	0 MWh
Gaz naturel	38 332 MWh	23 111 MWh	5 212 MWh
Cogénération	29 650 MWh	18 884 MWh	19 MWh
Sous-total ENR&R	0 MWh	31 296 MWh	95 570 MWh
Total production chaleur	67 982 MWh	73 291 MWh	100 801 MWh
TAUX ENR	0%	43%	95%

Tableau 3– Bilan de production chaleur du réseau Bords de l’Huisne

Production chaleur (sortie chaufferie) en MWh th	2017	2018	2019
UVED	44 658 MWh	43 586 MWh	44 488 MWh
Fioul	0 MWh	0 MWh	0 MWh
Gaz naturel	4 211 MWh	5 803 MWh	4 957 MWh
Cogénération	805 MWh	175 MWh	9 MWh
Sous-total ENR&R	44 658 MWh	43 586 MWh	44 488 MWh
Total production chaleur	49 674 MWh	49 564 MWh	49 454 MWh
TAUX ENR	90%	88%	90%

Tableau 4– Bilan de production chaleur du réseau Allonnes

ANNEXE 3

Définition des indicateurs de performance pour les audits de réseau de chaleur

1) Assurer les besoins maximaux et ajuster la production aux besoins

Indicateur	Définition
Taux d'appel de puissance (au regard de la capacité de production)	$\frac{\text{Puissance maximale appelée (pour Text de base)}}{\text{Puissance maximale de la production en centrale}}$ La puissance maximale appelée est calculée en considérant une rigueur climatique correspondant à l'année évaluée.
Durée d'utilisation éq. à pleine puissance (heures)	$\frac{\text{Quantité d'énergie thermique livrée (Ch + ECS)}}{\text{Puissance maximale appelée}}$ Ch = Chauffage / ECS = Eau Chaude Sanitaire Le dimensionnement du réseau de chaleur doit prendre en compte les pics de besoins, ce qui a un effet direct sur son coût. Le réseau doit en effet pouvoir satisfaire les besoins instantanés des abonnés les plus élevés. En dehors des pics de pointe, plus les besoins sont éloignés des pics, plus l'installation semble surdimensionnée, ce qui rend difficile son amortissement. La durée d'utilisation équivalente à pleine puissance permet de mesurer l'adéquation entre le dimensionnement du système et les besoins à satisfaire : moins les besoins sont intermittents, plus la durée d'utilisation équivalente à pleine puissance est élevée.
Taux d'interruption local du service	$\frac{\text{Nombre d'heures d'arrêt}}{\text{Période de fonctionnement en heures}}$
Taux d'arrêts programmés par rapport aux arrêts effectifs	$\frac{\text{Nombre d'heures d'arrêts programmés}}{\text{Nombre d'heures d'arrêt}}$
Puissance souscrite au km	$\frac{\text{PS totale}}{\text{Longueur totale du réseau de distribution}}$
Développement	$\frac{\text{PS en 2016} - \text{PS en 2011}}{\text{PS en 2011} \times \text{Nb d'exercices écoulés}}$

2) Préserver l'environnement et assurer la sécurité

Indicateur	Définition
Bouquet énergétique	Répartition des quantités d'énergies à la production
Emissions de CO2	$\frac{\text{Quantité de CO}_2 \text{ rejetée}}{\text{Quantité d'énergie thermique entrante (Ch + ECS)}}$
Facteur de ressource primaire	$\frac{\text{Quantité d'énergie primaire non renouvelable consommée}}{\text{Quantité d'énergie thermique livrée}}$
Consommation d'eau du réseau	$\frac{\text{Quantité d'eau consommée sur le réseau}}{\text{Quantité d'énergie thermique livrée}}$
Coût des sinistres	$\frac{\text{Coût des sinistres TTC}}{\text{Part fixe des recettes tarifaires}}$ Coût des sinistres = définition comptable ou sinistres déclarés aux assurances
Fréquence et gravité des accidents du travail	Nombre de jours d'arrêt de travail pour accidents du travail du personnel par année

3) Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur

Indicateur	Définition
Renouvellement des installations	$\frac{\text{Montant des travaux de GER (TTC)}}{\text{Part fixe des recettes tarifaires (TTC)}}$ GER = Gros Entretien, Renouvellement

4) Satisfaire les attentes de service des abonnés

Indicateur	Définition
Prix moyen du MWh	$\frac{\text{Recettes d'énergie thermique totales TTC}}{\text{Quantité d'énergie thermique livrée}}$
Poids de la part proportionnelle aux consommations	$\frac{R1 \text{ TTC}}{\text{Recettes d'énergie thermique TTC}}$
Enquête de qualité et de satisfaction	Existence d'une enquête qualité et note globale obtenue
Réclamations	Nombre de réclamations écrites concernant le réseau

Réunions avec les représentants des abonnés	Nombre et fréquence des réunions avec les représentants des usagers
Actions et initiatives engagées par l'opérateur à l'attention des abonnés	Nombre, nature et contenu des actions (conseils aux abonnés, certificats d'économies d'énergie, mise à disposition de données sur la consommation au m ² habitable pour le logement, au m ² SHON pour le tertiaire, existence d'une disposition dans le contrat)

5) Gérer la facturation du service dans le respect des obligations de SP

Indicateur	Résultats
Demandes d'explication de factures	Nombre de demandes écrites d'explication de factures
Taux d'impayés	$\frac{\text{Nombre d'impayés}}{\text{Nombre de factures émises}}$

6) Relations entre OA, citoyens et opérateurs

Indicateur	Résultats
Information des citoyens	Existence d'actions d'informations à destination des citoyens

ITHERM CONSEIL



groupe M A N E R G Y

SERMET



groupe M A N E R G Y

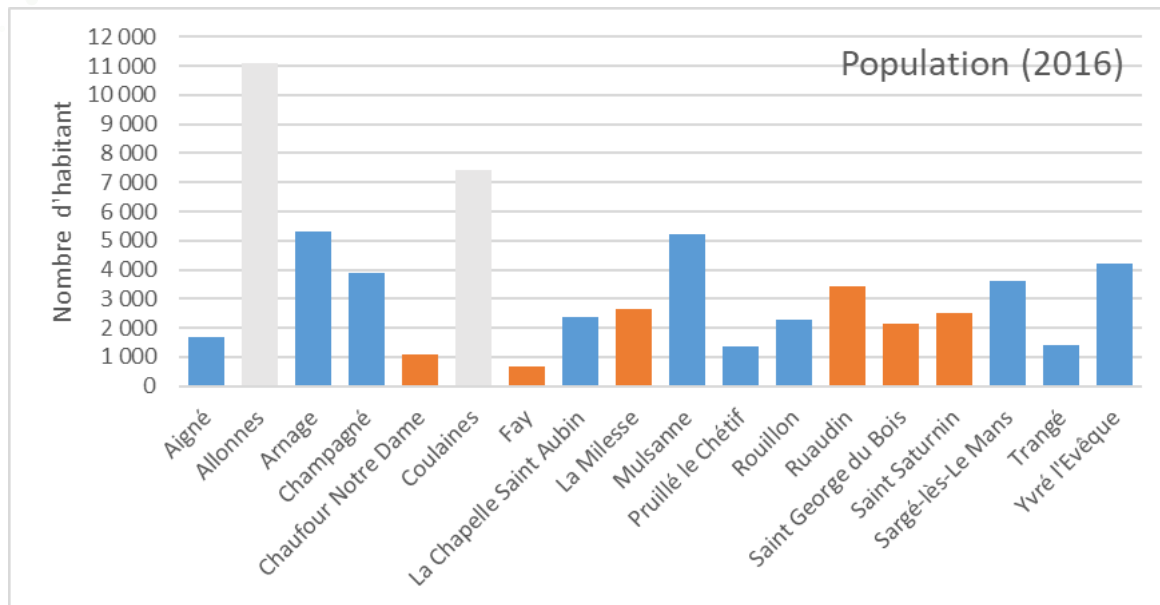
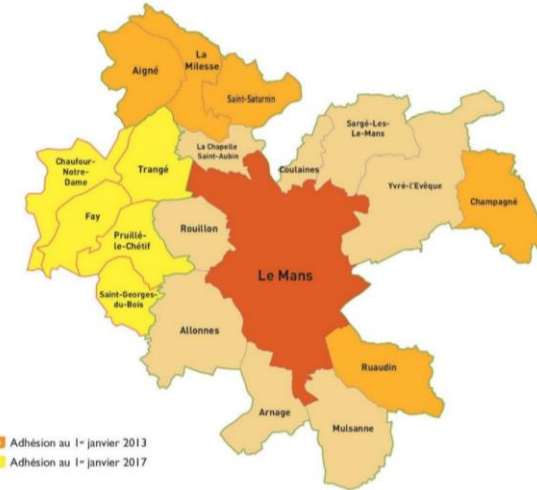
SCHEMA DIRECTEUR DES RESEAUX DE CHALEUR - LE MANS METROPOLE

LES AUTRES QUARTIERS et
COMMUNES DE LA
METROPOLE



La métropole du Mans

La métropole du Mans comprend actuellement 19 communes.



Les communes de **Chaufour Notre Dame, Fay et Trangé** ne sont actuellement pas alimentées par le réseau de gaz naturel. Ces communes disposeront donc d'équipements alimentés au fioul ou à l'électricité (PAC en centralisé ou convecteur).

Les communes de Chaufour-Notre-Dame, Fay, La Milesse, Rauduin, St Georges et St Saturnin n'ont pas fourni les données nécessaires à la réalisation de l'étude.

→ Etude du potentiel de création de réseaux de chaleur à l'échelle de chaque commune

- Collecte des données de consommation des bâtiments publiques via une enquête auprès des communes et les relevés GRdF 2017
- Cartographie des sites de consommation pour les bâtiments ayant de la production collective
- Tracé du réseau de chaleur liant les sites de consommation
- Calcul d'une densité pour évaluer la pertinence technico-économique

Réseau de chaleur technique / juridique

Au sens technique :

Un réseau de chaleur est composée d'une production de chaleur, de canalisations formant un réseau distribuant cette chaleur et de points de livraison, où sont consommés cette chaleur (chauffage, eau chaude sanitaire, process).

Au sens juridique :

Le réseau technique alimente au moins 2 abonnés (vente de chaleur).

La métropole assure la mission de programmation et la coordination de la thématique réseau de chaleur sur son territoire : elle réalise un Schéma Directeur.

Les réseaux de chaleur « juridiques » peuvent bénéficier d'une TVA à taux réduit s'ils sont alimentés par plus de 50% d'ENR&R.

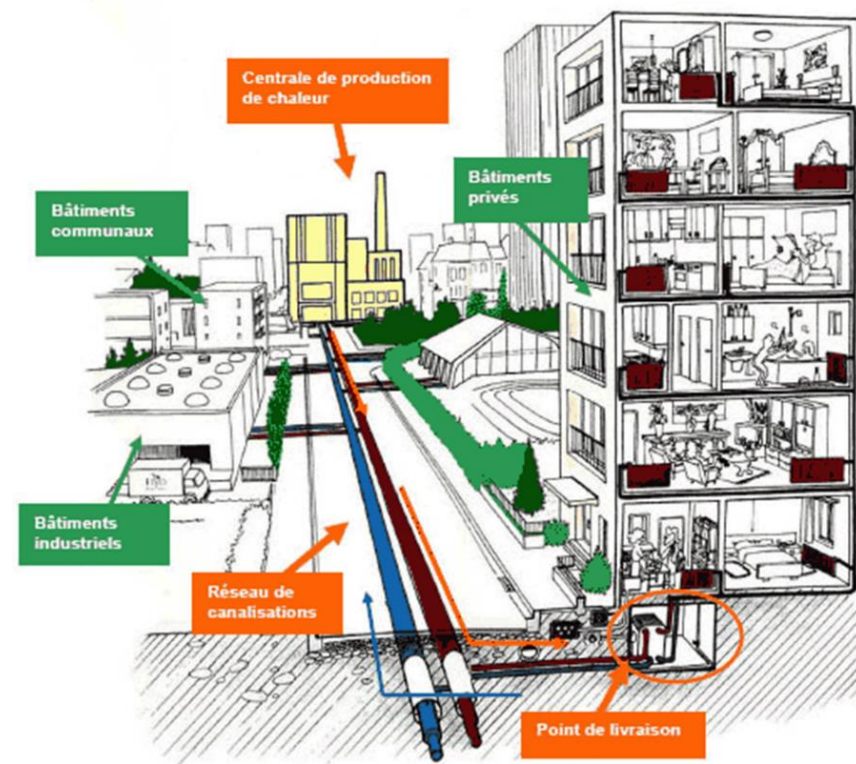




Schéma Directeur des Réseaux de chaleur

**Les communes ayant déjà un
réseau de chaleur**

Le Mans

Le Mans- quartier Novaxud/ Riffaudière / Gare Sud

Allonnes

Coulaines

Sargé-lès-Le Mans

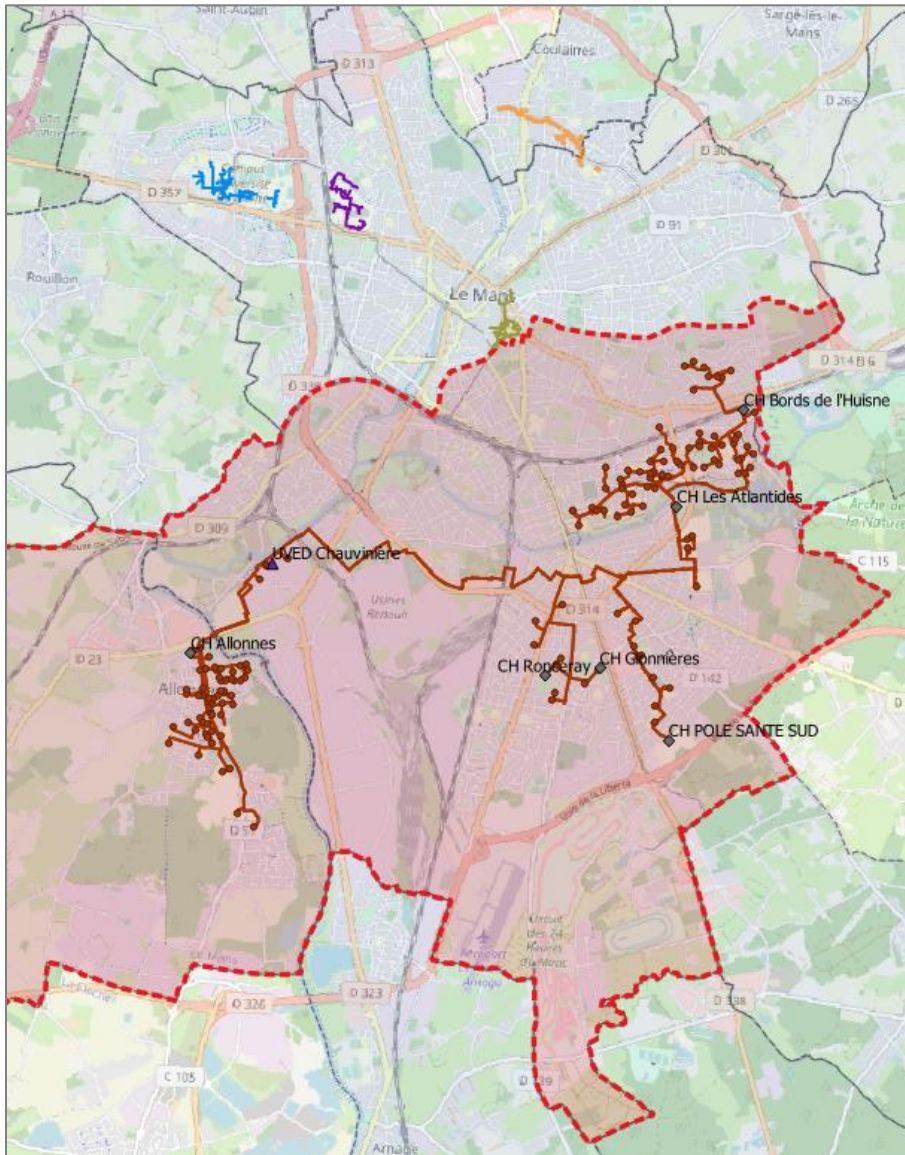
Le Mans

Réseaux de chaleur existants

	Syner'gie (1)	Percée Centrale	Coulaines-Bellevue	CHM	Université
Energie livrée (GWh)	128	13	11	20	6
Eq. logement	14 355	1 348	1 205	2 238	705
Type d'abonné	divers	Logement, commerce, tertiaire	Logement, commerce	Hôpital	Enseignement
Longueur réseau (km)	38,5	2,3 + 1,6	2,25	2,6	3,7
Densité (MWh/ml)	3,3	3,2	4,9	7,7	1,8
Mode de gestion	DSP	Réseau privé Union Syndicale + Marché d'exploitation	Réseau privé en indivision + Marché exploitation	Réseau privé + Marché exploitation	Réseau privé + Marché exploitation
Mixité ENR	93%	0%	0%	0%	0%

(1) Données 2019 fournies par le délégataire SYNER'GIE pour l'ensemble du réseau.

Les réseaux actuels délivrent 178 GWh de chaleur.
 Seul le réseau SYNER'GIE est alimenté par des ENR&R.



Le Mans

Potentiel de développement

Réseau de chaleur Le Mans Nord+ Coulaines (à créer)

Nombre de sous-station	166
Vente de chaleur (GWh)	109
Longueur de réseau (km)	30
Densité (MWh/ml)	3,6

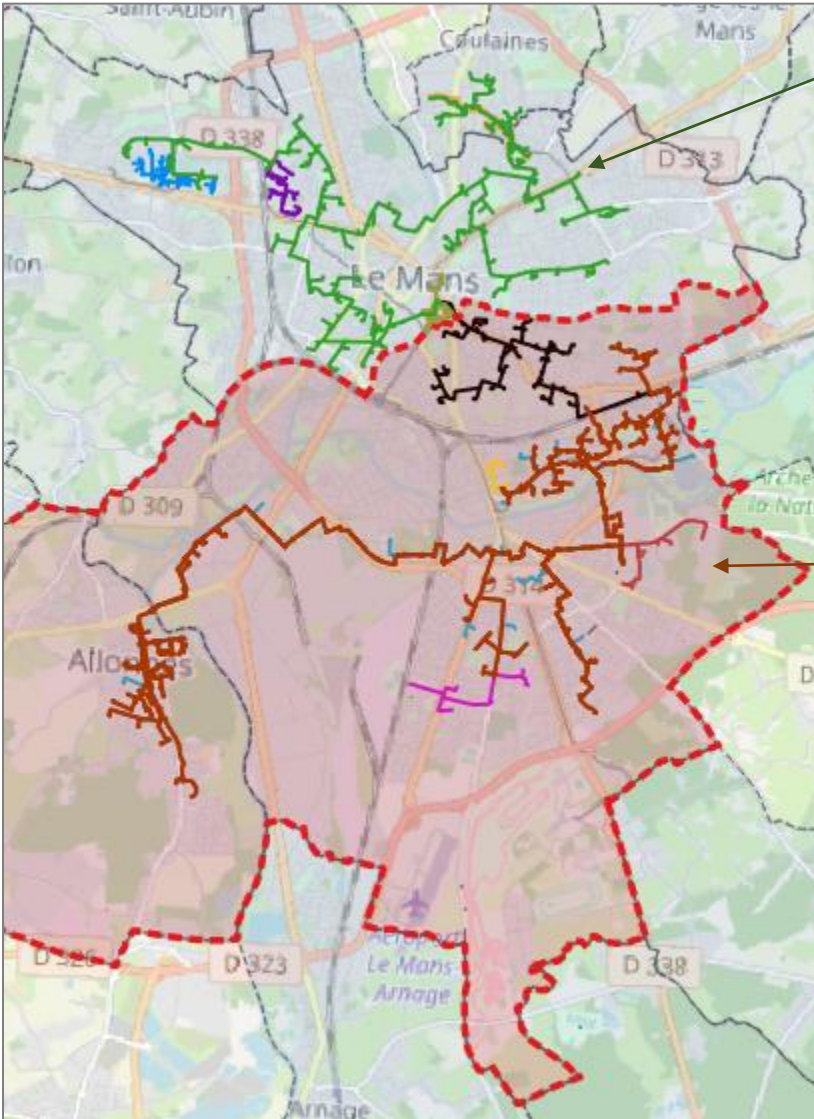
La production de chaleur peut être réalisée par : **UVED La Chauvinière** (liaison à créer), **cogénération BOIS B** (projet à l'étude), **chaufferie BOIS A** (à créer)

Réseau de chaleur Synergie (existant)

Nombre de sous-station supplémentaires	+ 106
Vente de chaleur supplémentaires (GWh)	+ 57
Longueur de réseau supplémentaires (km)	+ 18
Densité (MWh/ml)	3,1

La production de chaleur peut être réalisée par : **UVED La Chauvinière** (existant), **cogénération BOIS B** (projet à l'étude)

Il existe un fort potentiel de développement des réseaux de chaleur sur la ville du Mans. L'étude de faisabilité pour Le Mans Nord est en cours de réalisation.



Le Mans - Quartier Novaxud/Sud Gare/Riffaudière

Demande en chaleur

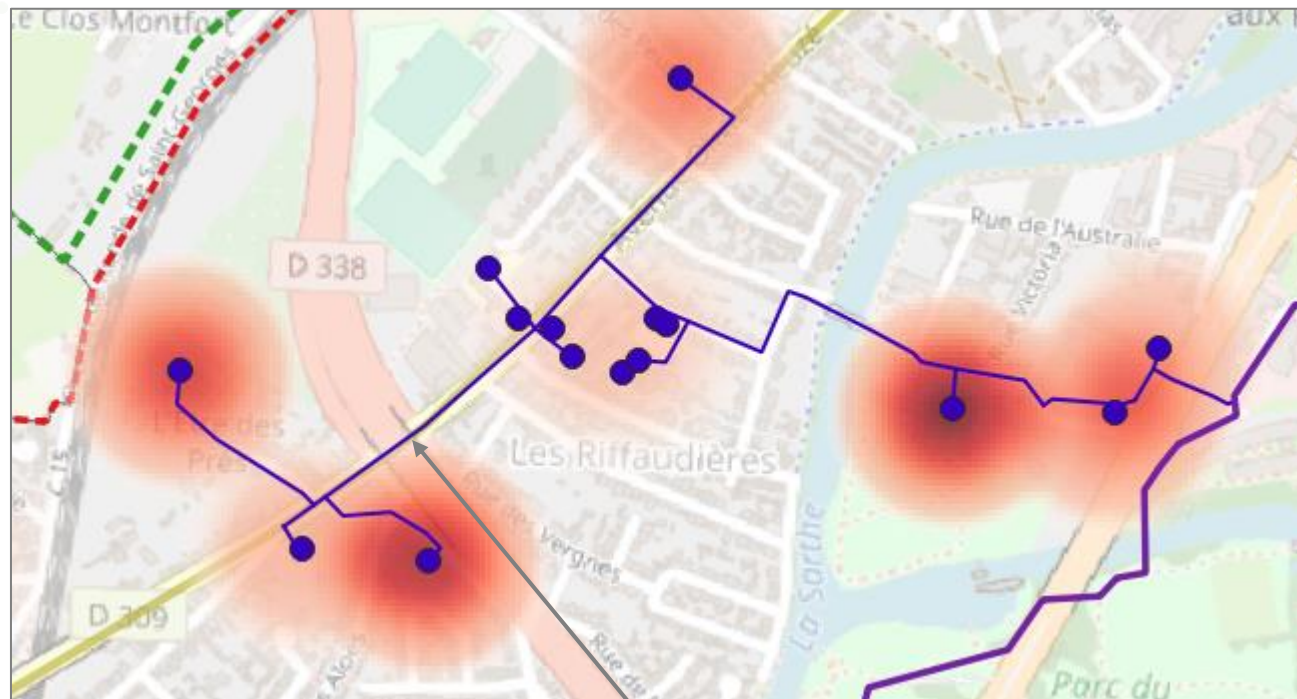
Nombre de bâtiment	15
Besoin chaleur (MWh)	8,3 GWh
Longueur de réseau (km)	2,3
Densité (MWh/ml)	3,6

(Potentiel optimisé)

Source de production de chaleur ENR&R

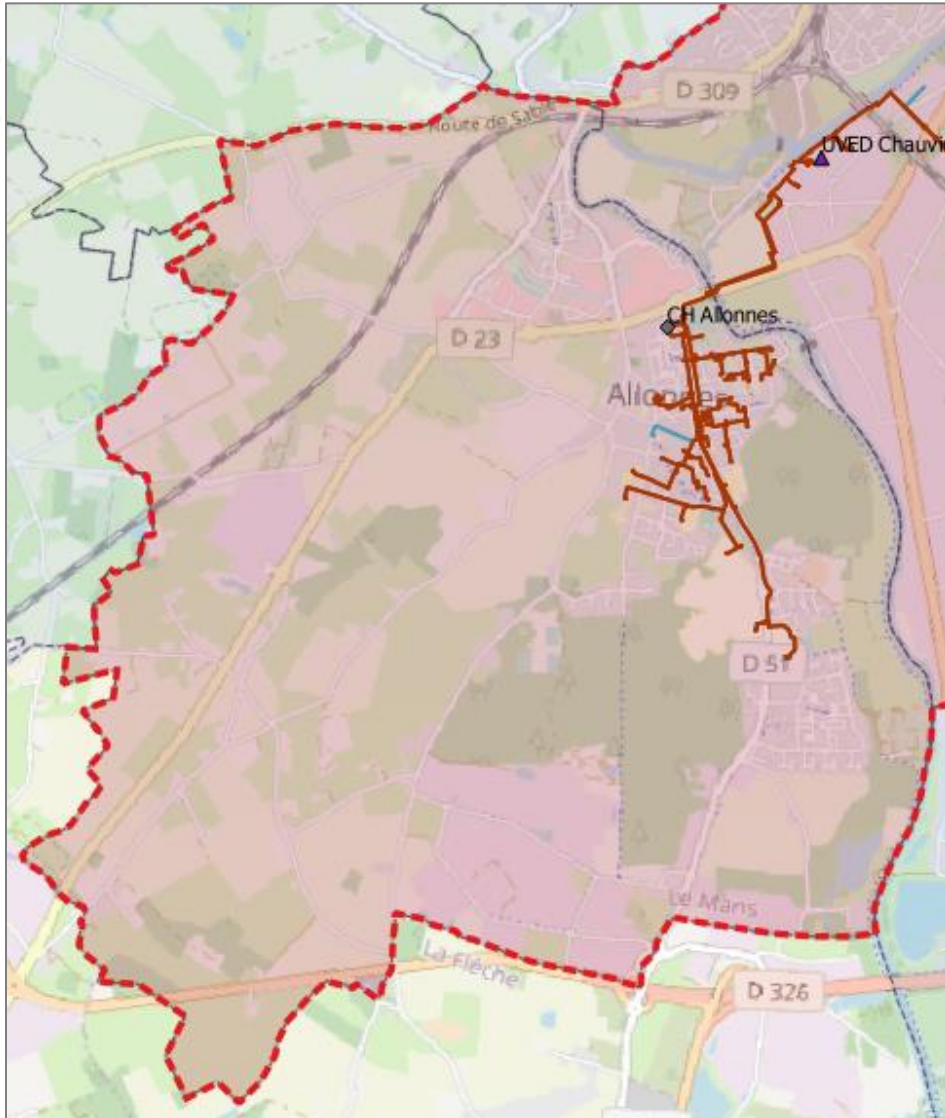
CHALEUR FATALE	Oui si scénario 1 retenu
GEOTHERMIE + PAC	Possible si chauffage basse température
BIOMASSE	Possible si local disponible
SOLAIRE THERMIQUE	Possible, surfaces disponibles à identifier

Cartographie



Le quartier NOVAXUD présente un intérêt pour la création d'un réseau de chaleur ENR&R. Il serait pertinent de lancer une étude de faisabilité, en particulier s'il y a mise en œuvre du scénario 1.

Allonnes



Réseaux de chaleur SYNER'GIE (existant)

Nombre de sous-station	60
Vente de chaleur (GWh)	42,3
Longueur de réseau (km)	11,7
Densité (MWh/ml)	3,6

Données 2019 fournies par le délégataire SYNER'GIE pour la branche Allonnes du réseau SYNERGIE.

Source de production de chaleur ENR&R

CHALEUR FATALE	UVED (exploité) issue de l'industrie éventuellement
GEOOTHERMIE + PAC	Peu compétitif au regard de l'UVED
BIOMASSE	Possible
SOLAIRE THERMIQUE	Peu compétitif au regard de l'UVED

Le taux ENR&R du réseau Allonnes de SYNER'GIE est, en 2019, de 90%.

Il y a peu d'opportunité de développement sur cette partie de réseau

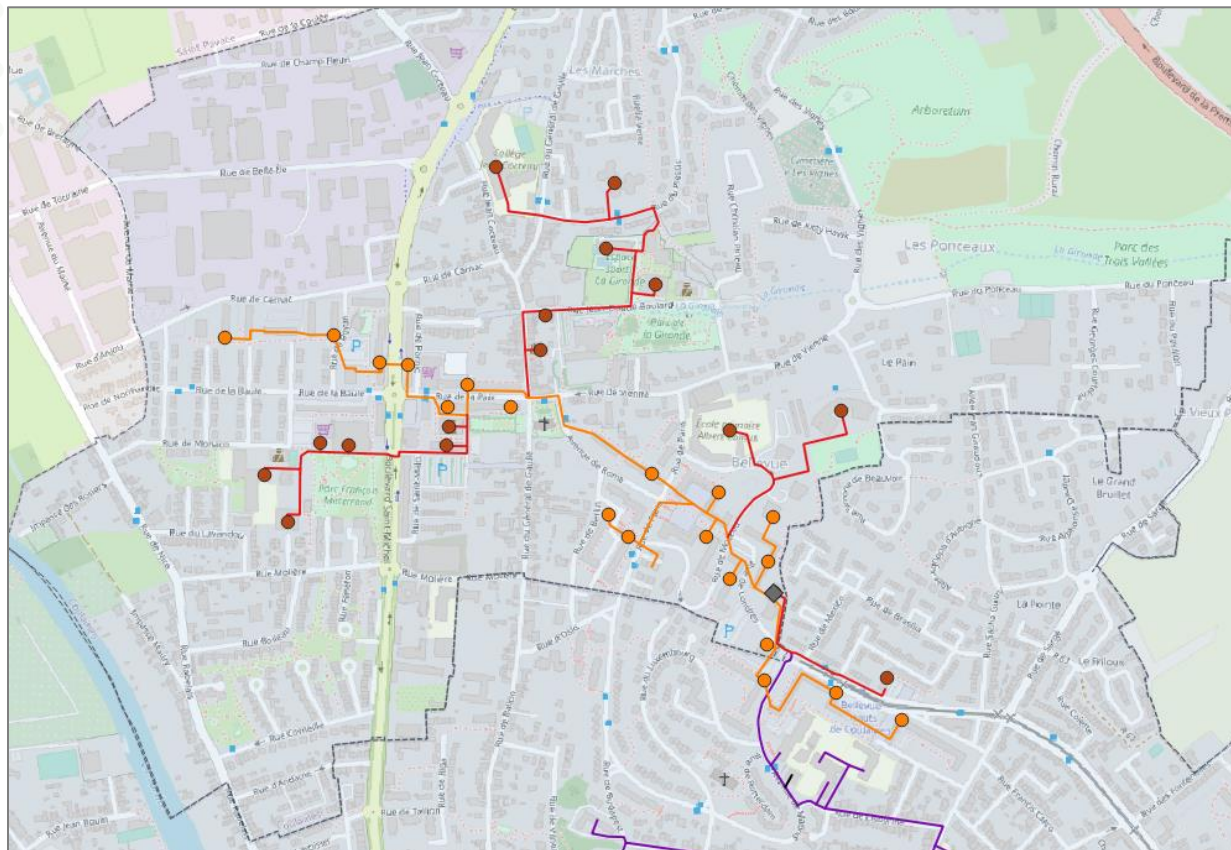
Coulaines

Réseaux de chaleur existant

Nombre de sous-station	19
Vente de chaleur (GWh)	10,2
Longueur de réseau (km)	2,25
Densité (MWh/ml)	4,5

Données 2019 fournies par MH, LMMH et SH (points en orange sur le graphique ci-contre)

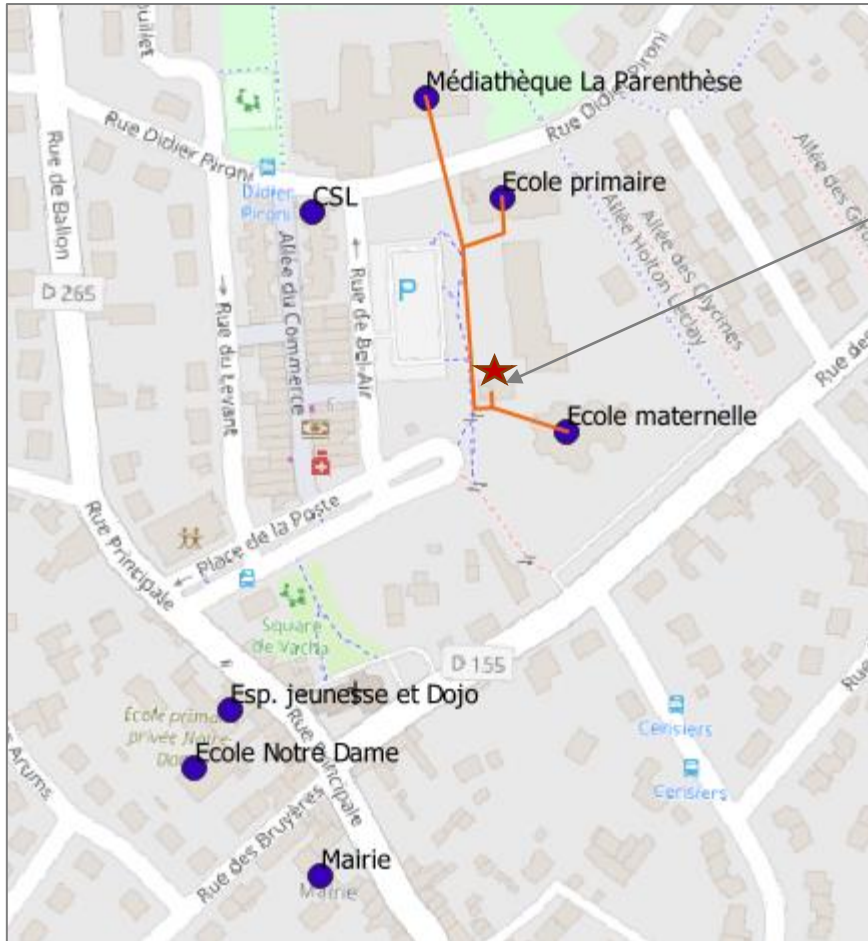
Il existe un potentiel de développement sur la commune de Coulaines de **4,3 GWh** (points en marron sur le graphique ci-contre)



L'intégration du réseau de Coulaines est prévue dans le développement du réseau de chaleur de Le Mans Nord.

Réseau de chaleur existant

Cartographie



Suite à une étude de faisabilité réalisée en 2013, la ville de Sargé a mis en place un réseau de chaleur technique au bois. La chaufferie est équipée de 2 chaudières bois à granulés de 140 kW chacune, avec silo de plain-pied de capacité 20 tonnes.

Ce réseau ne donne pas satisfaction à la ville car les économies envisagées ne sont pas actuellement constatée. Des problèmes de régulation ont été identifiés et sont en cours de résolution. La prochaine année 2021 servira de test pour vérifier les bonnes performances de l'installation.

En 2013 l'étude de faisabilité avait conclu que les autres consommateurs étaient trop loin et/ou avaient de trop faibles consommations pour être raccordés à ce réseau.



Schéma Directeur des Réseaux de chaleur

Les communes ayant un potentiel
de création d'un réseau de
chaleur

Réseau de chaleur (sens juridique)

Arnage

Champagné

Mulsanne

Ruaudin

Saint Saturnin

Yvré l'Evêque

Arnage

Demande en chaleur

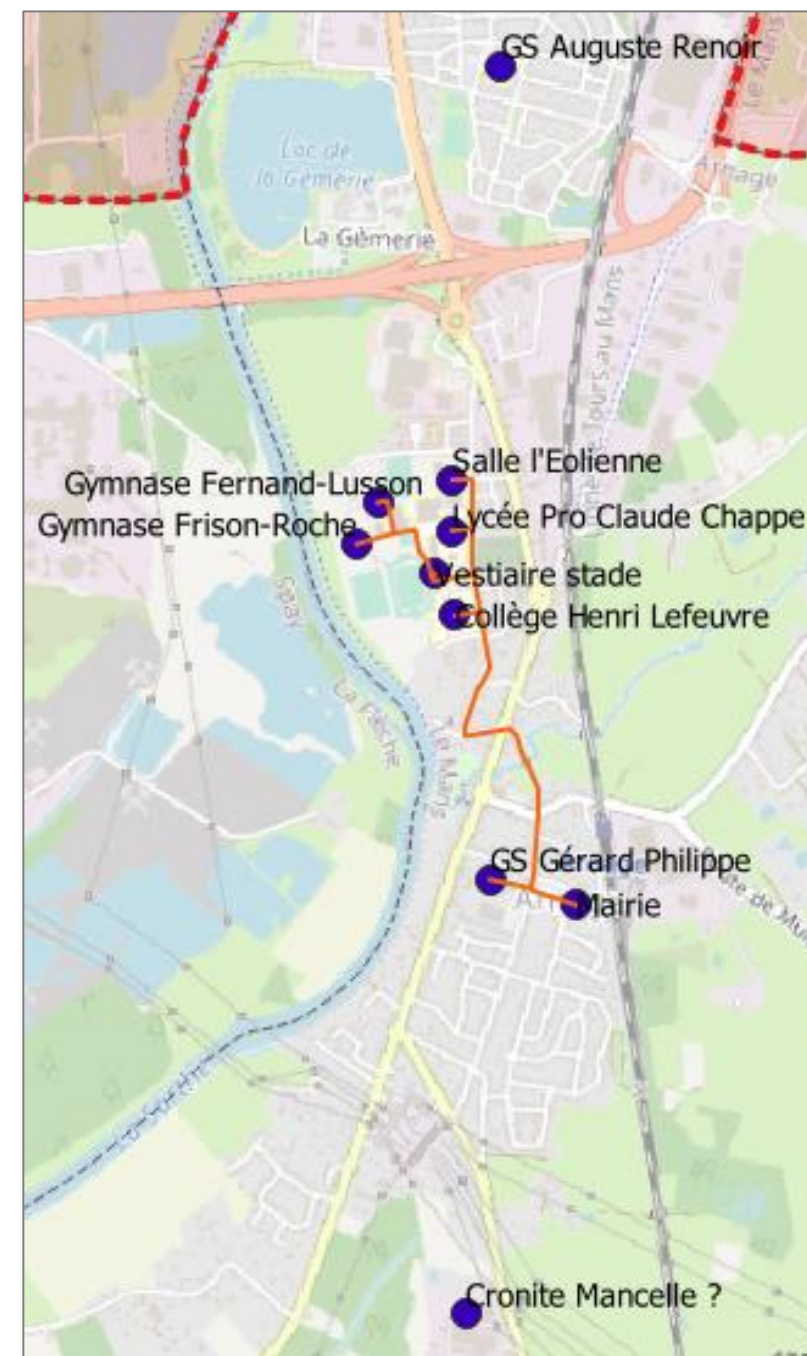
	Sans mairie et GS	Avec mairie et GS
Nombre de bâtiment	6	8
Surface totale (m²)	20 061	25 435
Besoin chaleur (MWh)	1 840	2 288
Longueur de réseau (ml)	1042	2165
Densité (MWh/ml)	1,8	1,1

Besoins obtenus : lycée sur la moyenne des conso. 2016-2019 fournis par la région PDL, collège moy. Conso gaz 2012-2016 fournis par CD72, salle éolienne estimation, autres conso 2019 fournie par la commune.

Source de production de chaleur ENR&R

CHALEUR FATALE	Potentiel de l'industriel située à 1,4 km au sud du centre ville à investiguer (consommation de gaz de 2,6 GWh PCS)
GEOOTHERMIE + PAC	Possible si chauffage basse température
BIOMASSE	Possible si local disponible
SOLAIRE THERMIQUE	Possible, surfaces disponibles à identifier

Il existe un potentiel pour la mise en place d'un réseau de chaleur ENR&R.



Champagné

Demande en chaleur

Nombre de bâtiment	3	8
Surface totale (m²)	6 936	10 760
Besoin chaleur (MWh)	436	923
Longueur de réseau (ml)	260	560
Densité (MWh/ml)	1,7	1,6

Besoins obtenus à partir des consommation de gaz 2019 fournis par la commune. Seuls les consommateurs de plus de 50 MWh ont été conservés.

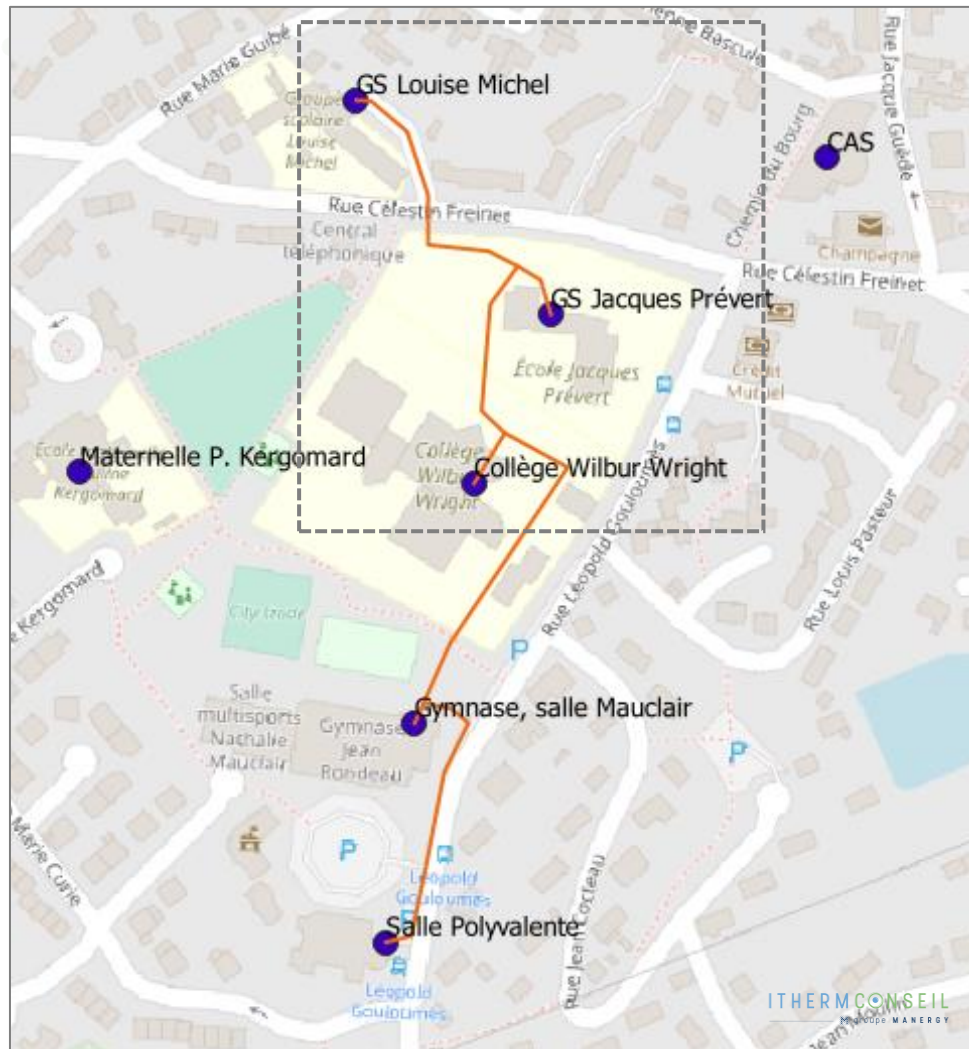
Source de production de chaleur ENR&R

CHALEUR FATALE	Plusieurs industries très consommatrices de gaz à 1,5 km au sud du centre ville
GEOOTHERMIE + PAC	Possible si chauffage basse température
BIOMASSE	Possible si local disponible
SOLAIRE THERMIQUE	Possible, surfaces disponibles à identifier

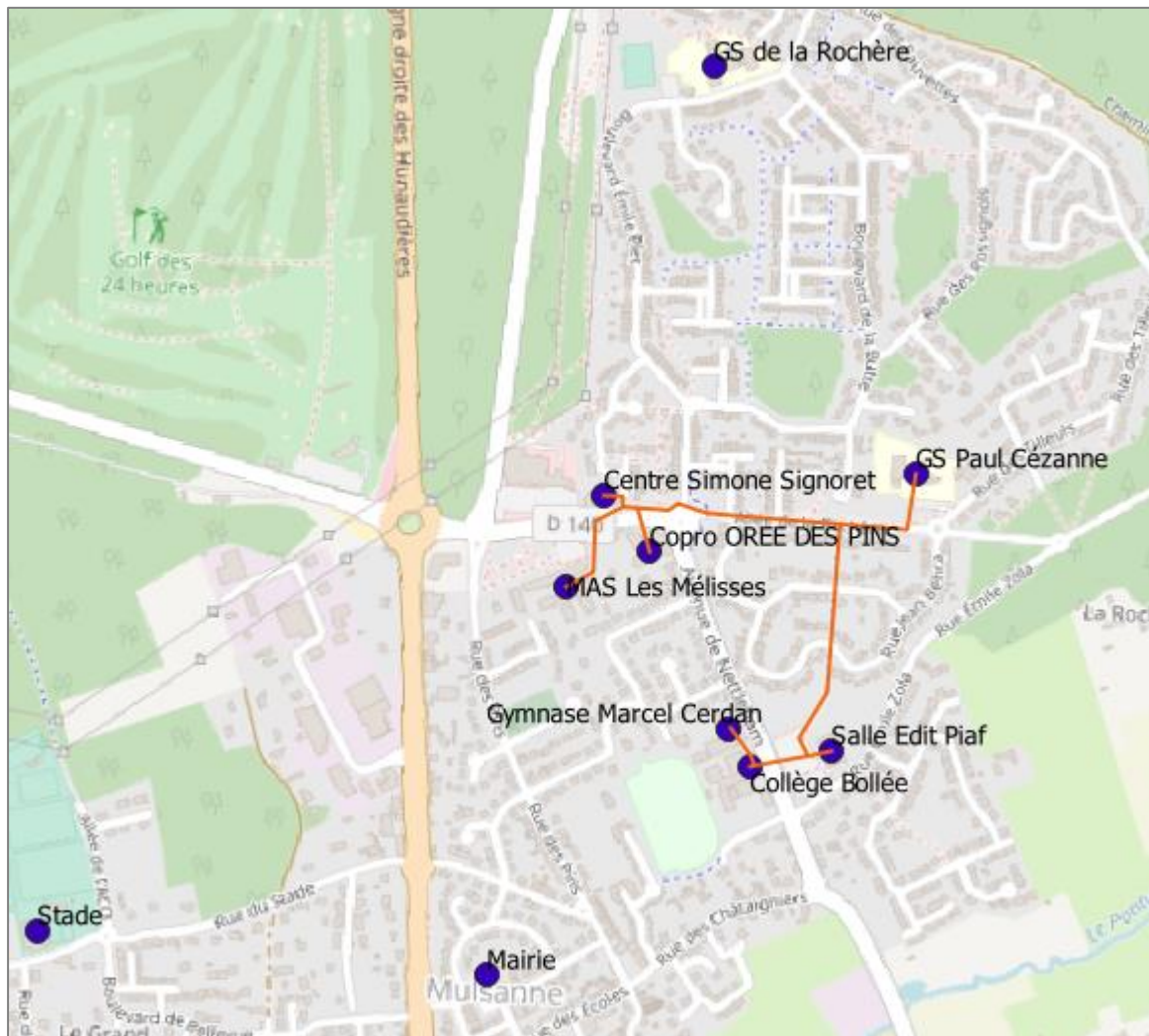
Il existe un potentiel pour la mise en place d'un réseau de chaleur ENR&R.

Nota : Une étude réseau de chaleur a été réalisée en 2011 identifiant un manque de pertinence économique. Cette étude ne nous a pas été transmise.

Cartographie



Mulsanne



Demande en chaleur

Nombre de bâtiment	7
Surface totale (m²)	6 517
Besoin chaleur (MWh)	2 287
Longueur de réseau (ml)	1366
Densité (MWh/ml)	1,7

Les besoins ont été calculé à partir des données fournies par la commune et les relevés GRDF 2017.

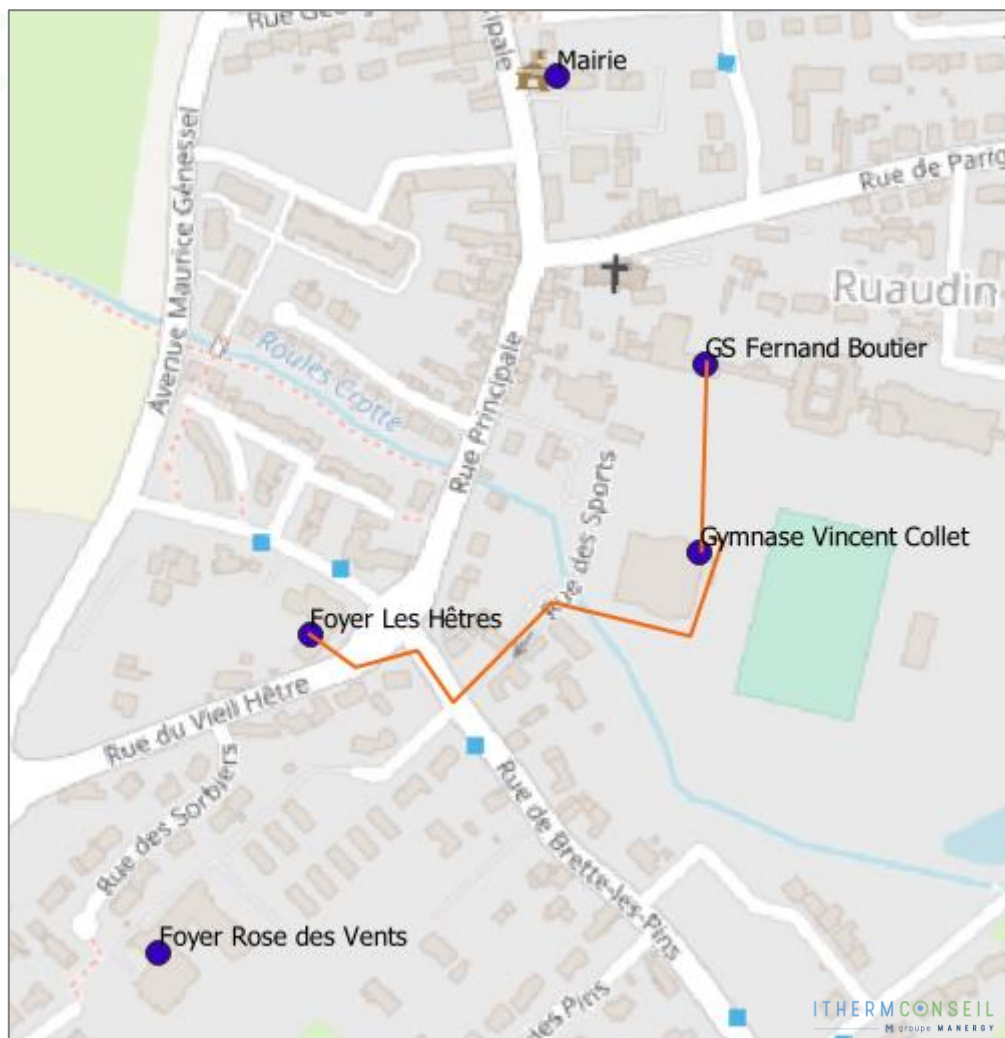
Source de production de chaleur ENR&R

CHALEUR FATALE	Aucune
GEOTHERMIE + PAC	Possible si chauffage basse température
BIOMASSE	Possible si local disponible
SOLAIRE THERMIQUE	Possible, surfaces disponibles à identifier (en toiture)

Il existe un potentiel pour la mise en place d'un réseau de chaleur ENR&R.

Ruaudin

Cartographie



Demande en chaleur

Nombre de bâtiment	2 (3 potentiels)
Surface totale (m ²)	
Besoin chaleur (MWh)	798
Longueur de réseau (ml)	431
Densité (MWh/ml)	1,9

Besoins issus des données GRDF 2017 pour le GS et le Foyer Les Hêtres. Aucune donnée fournie par la commune.

Source de production de chaleur ENR&R

CHALEUR FATALE	Aucun source disponible
GEOOTHERMIE + PAC	Possible si chauffage basse température
BIOMASSE	Possible si local disponible
SOLAIRE THERMIQUE	Possible en toiture, autres espace à identifier

Il existe un potentiel pour la mise en place d'un réseau de chaleur ENR&R.

Nombre de bâtiment	4
Surface totale (m²)	
Besoin chaleur (MWh)	9 264
Longueur de réseau (ml)	775
Densité (MWh/ml)	12,0

Source de production de chaleur ENR&R

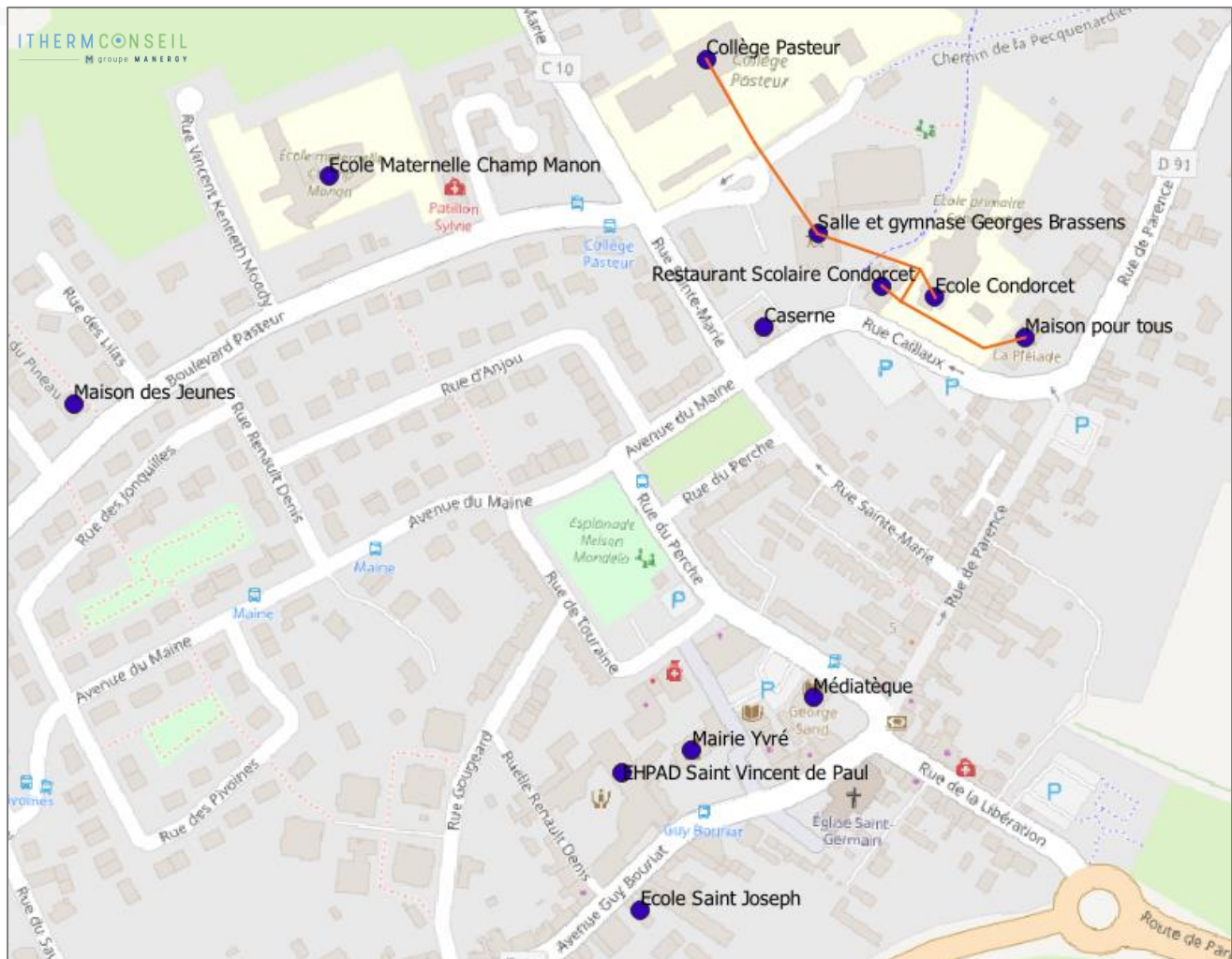
CHALEUR FATALE	Aucun source disponible
GEOOTHERMIE + PAC	Possible si chauffage basse température
BIOMASSE	Possible
SOLAIRE THERMIQUE	Possible en toiture, autres espace à identifier

Il existe un potentiel pour la mise en place d'un réseau de chaleur ENR&R.



Yvré l'Evêque

Cartographie



Demande en chaleur

Nombre de bâtiment	5
Surface totale (m ²)	10 806
Besoin chaleur (MWh)	868
Longueur de réseau (ml)	306
Densité (MWh/ml)	2,8

Besoins estimés à partir des surfaces de bâtiment et la liste des équipements fournis pas la commune.

Source de production de chaleur ENR&R

CHALEUR FATALE	Aucun
GEOOTHERMIE + PAC	Possible si chauffage basse température
BIOMASSE	Possible si local disponible
SOLAIRE THERMIQUE	Oui, surfaces disponibles à identifier

Il existe un potentiel pour la mise en place d'un réseau de chaleur ENR&R.



Schéma Directeur des Réseaux de chaleur

**Les communes ayant un potentiel
de création d'un réseau de
chaleur**

Réseau de chaleur technique :

Aigné

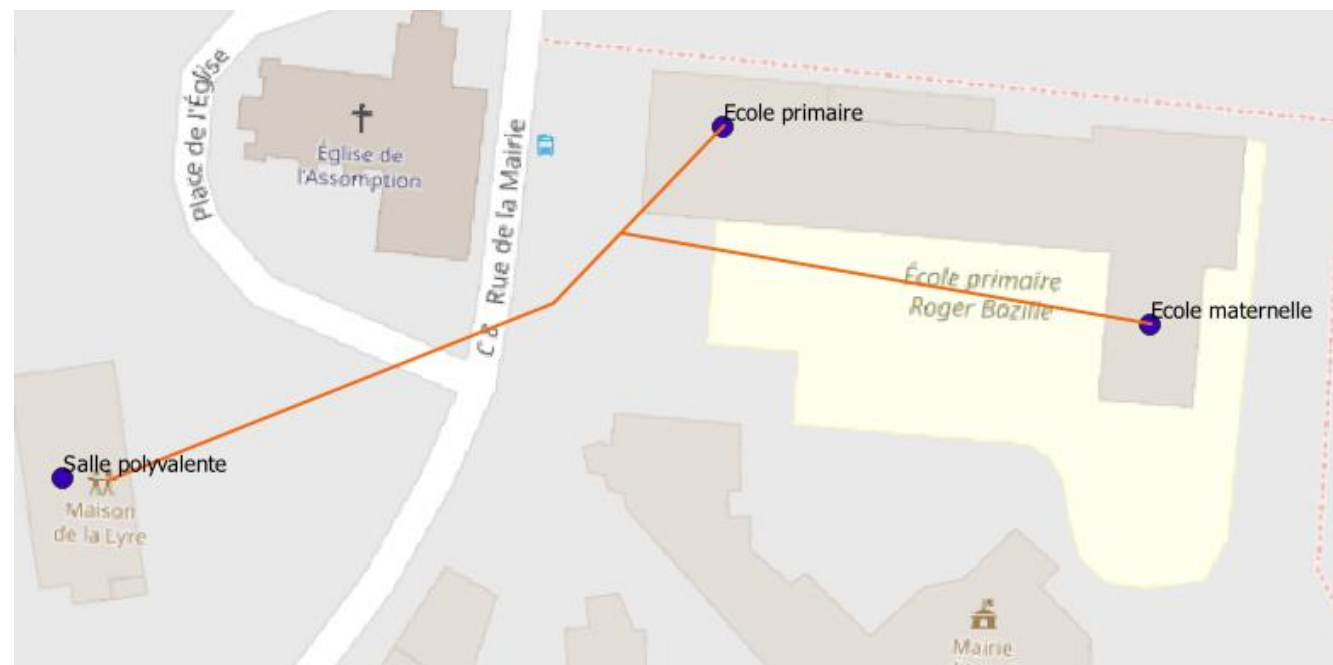
La Chapelle St Aubin

Pruillé-le-Chétif

Aigné

Il existe un potentiel pour la mise en place d'un réseau de chaleur technique ENR&R.

Cartographie



Demande en chaleur

Nombre de bâtiment	3
Surface totale (m ²)	1 915
Besoin chaleur (MWh)	263
Longueur de réseau (ml)	121
Densité (MWh/ml)	2,2

Besoins obtenus à partir des consommations de gaz 2016-2019 fournies par la commune.

Source de production de chaleur ENR&R

CHALEUR FATALE	Aucun source disponible
GEOOTHERMIE + PAC	Possible si chauffage basse température
BIOMASSE	Possible si local disponible
SOLAIRE THERMIQUE	Possible en toiture

La Chapelle Saint Aubin

Demande en chaleur

Nombre de bâtiment	2
Surface totale (m ²)	3 790
Besoin chaleur (MWh)	491
Longueur de réseau (ml)	144
Densité (MWh/ml)	3,4

Besoins obtenu à partir de la moyenne 2017-2019 des consommations de gaz fournies par la commune.

Source de production de chaleur ENR&R

CHALEUR FATALE	Aucun source disponible
GEOOTHERMIE + PAC	Possible si chauffage basse température
BIOMASSE	Possible si local disponible
SOLAIRE THERMIQUE	Possible en toiture

Il existe un potentiel pour la mise en place d'un mini-réseau de chaleur technique ENR&R.

Cartographie



Les différents bâtiments de la ville sont assez éloignés les uns des autres ; seuls la mairie/groupe scolaire/maison pour tous/cantine pourront être regroupés et alimentés par un même réseau technique. C'est ce mini-réseau qui est présenté ci-contre.

Il existe de gros consommateurs de gaz dans la zone d'activité. Un réseau de chaleur privé alimenté par de la chaleur fatale pourrait être envisagé dans ce secteur.

Pruillé-le-Chétif

Demande en chaleur

Nombre de bâtiment	2 + cantine
Surface totale (m ²)	nc
Besoin chaleur (MWh)	144
Longueur de réseau (ml)	134
Densité (MWh/ml)	1,1

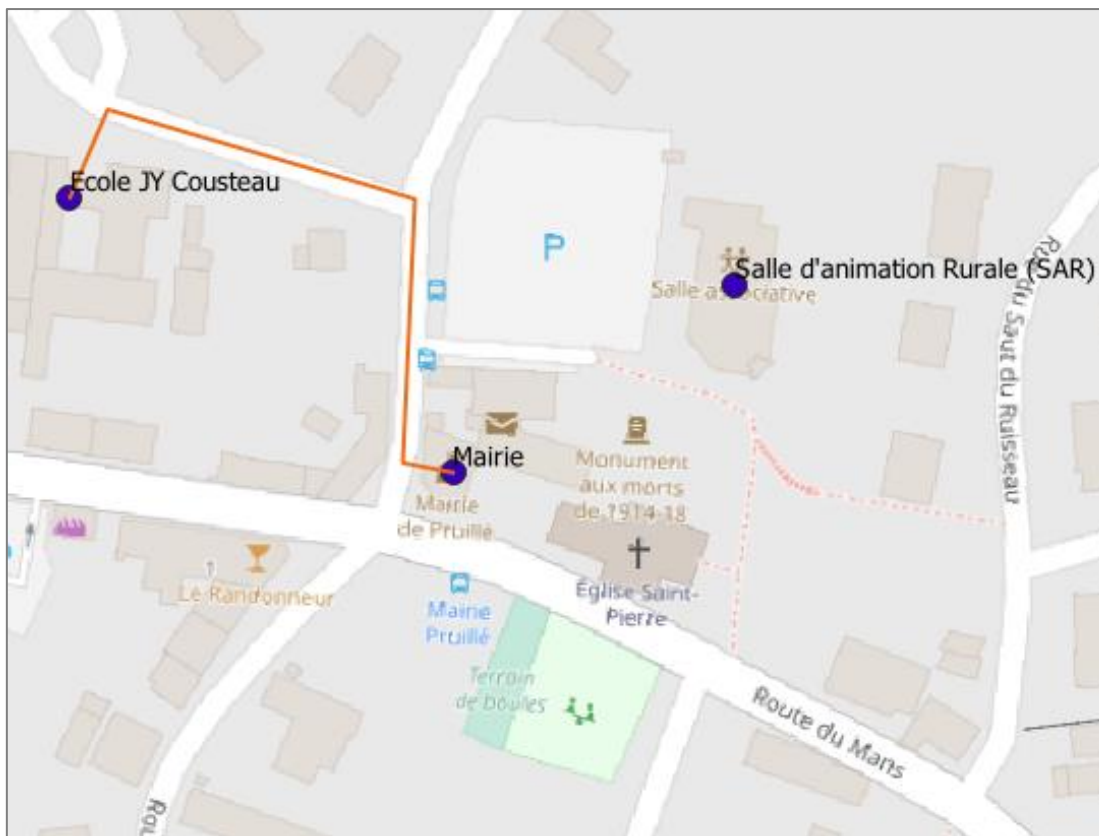
Besoins chaleur obtenus à partir des consommations gaz 2018-2019 fournis par la commune.

Source de production de chaleur ENR&R

CHALEUR FATALE	Aucun source disponible
GEOTHERMIE + PAC	Possible si chauffage basse température
BIOMASSE	Possible si local disponible
SOLAIRE THERMIQUE	Possible en toiture

**Il existe un potentiel pour la mise en place
d'un mini-réseau de chaleur technique
ENR&R.**

Cartographie



La salle d'animation rurale est équipée d'une chaudière électrique et consomme peu (< 30 MWh).

Le groupe scolaire du Pizieux, dont lycée St Joseph LaSalle, est un gros consommateur mais il est situé à 3 km du centre ville.



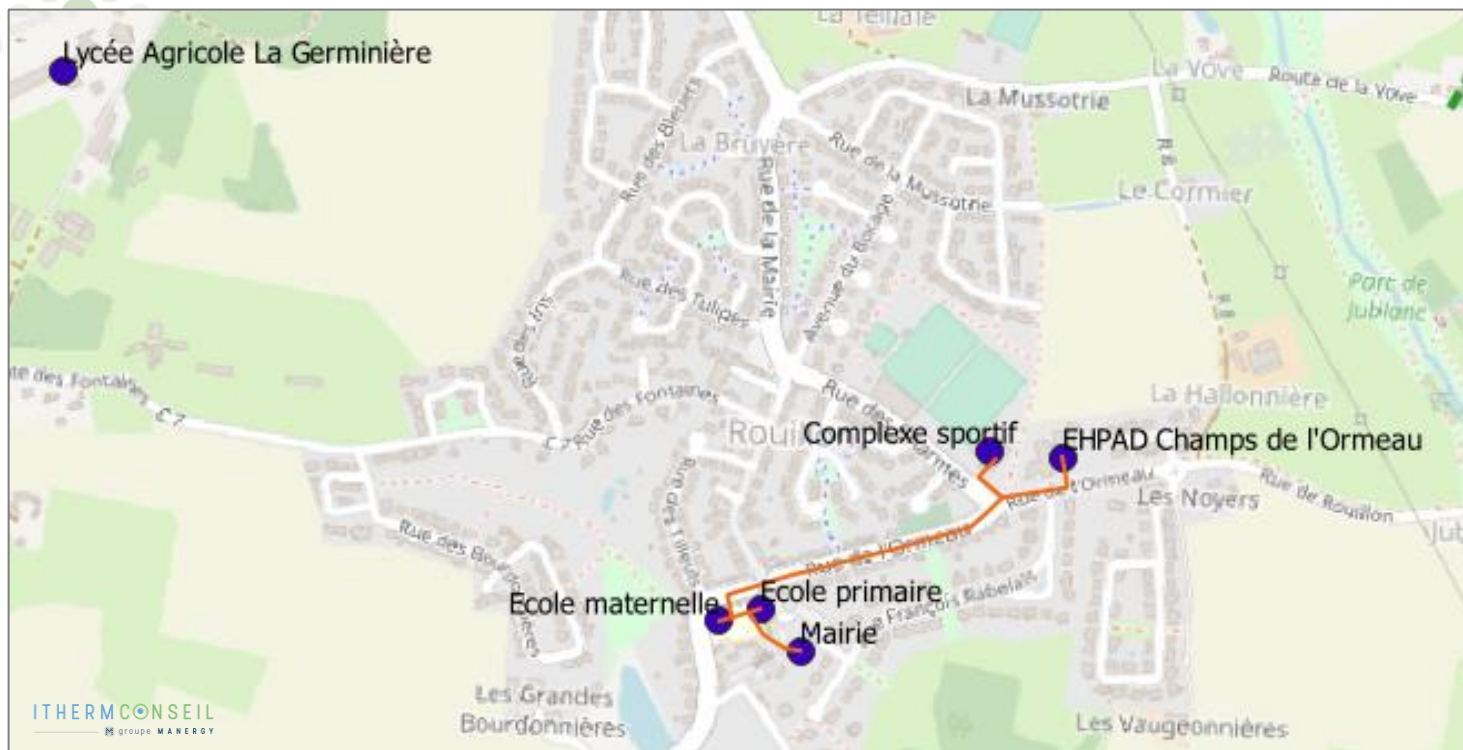
Schéma Directeur des Réseaux de chaleur

**Les communes avec un faible ou
sans potentiel identifié**

**Rouillon
Trangé**

Rouillon

Cartographie



Le Lycée Agricole est un gros consommateur (1,4 GWh) mais il est éloigné de 1,7 km du centre ville (densité < 1,5 MWh). Une étude d'une production ENR&R spécifique à ce consommateur serait opportune.

Demande en chaleur

Nombre de bâtiment	5
Surface totale (m ²)	6 901
Besoin chaleur (MWh)	430
Longueur de réseau (ml)	775
Densité (MWh/ml)	0,6

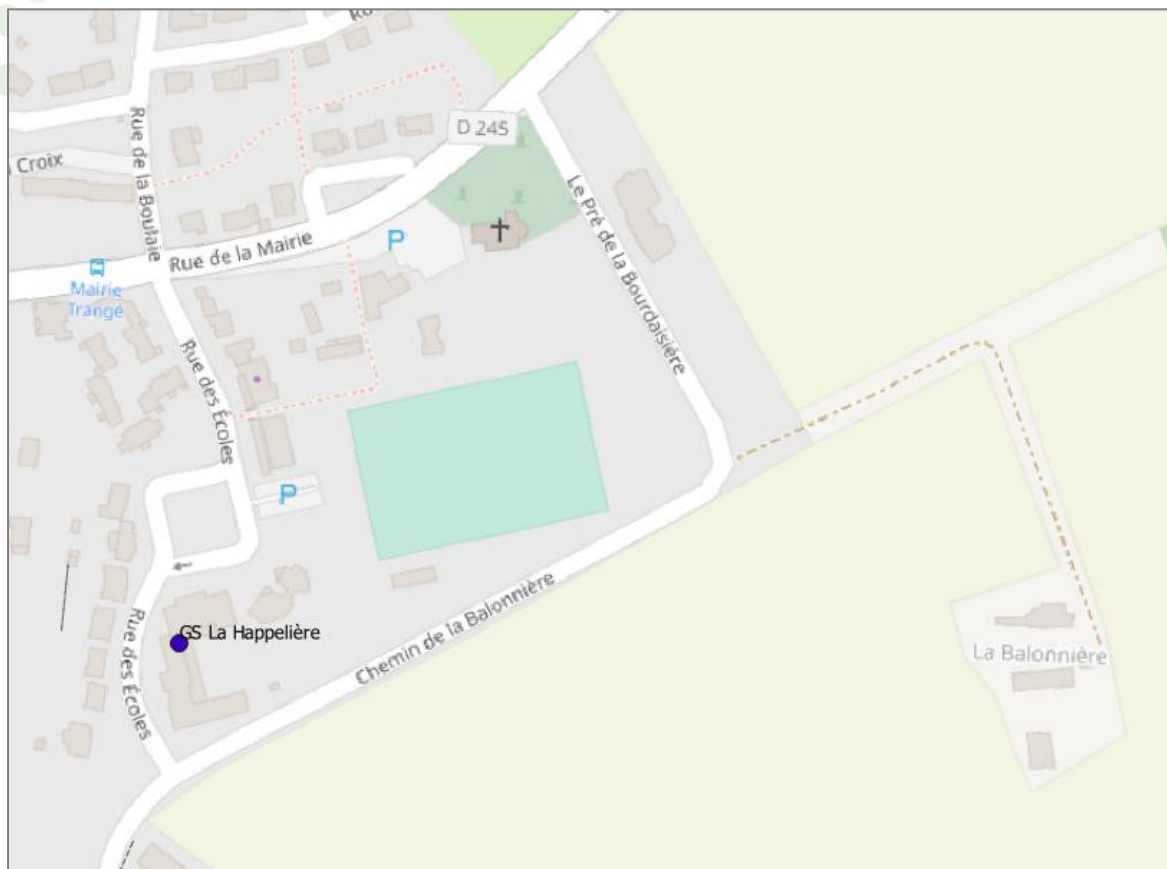
Besoins obtenus à partir de la moyenne des conso. Gaz 2017-2019 fournis par la commune et par le relevé GRDF 2017 pour l'EHPAD.

Source de production de chaleur ENR&R

CHALEUR FATALE	Aucun
GEOOTHERMIE + PAC	Possible si chauffage basse température
BIOMASSE	Possible si local disponible
SOLAIRE THERMIQUE	Possible, surfaces disponibles à identifier

La densité est insuffisante pour bénéficier d'aides à l'investissement.

Trangé



Demande en chaleur

Toutes les productions sont électriques décentralisées (**en cours de vérification**) sauf le groupe scolaire de la Hapelière qui est chauffé au fioul.

La consommation du GS de la Hapelière pour le chauffage et l'ECS est estimé à 160 MWh/an.

Besoins obtenus par les données fournies par la commune.

Source de production de chaleur ENR&R

Un projet d'unité de production d'hydrogène est à l'étude et envisage de fournir de la chaleur fatale à un quartier neuf (aucun détail sur ce quartier n'a été fourni par la commune). La quantité de chaleur fatale disponible serait de 500 kWh par jour. Cette valeur est largement incertaine à ce stade.

Source ENR électrique à privilégier : solaire photovoltaïque

Aucun potentiel de création de réseau de chaleur n'a été identifié sur la commune.



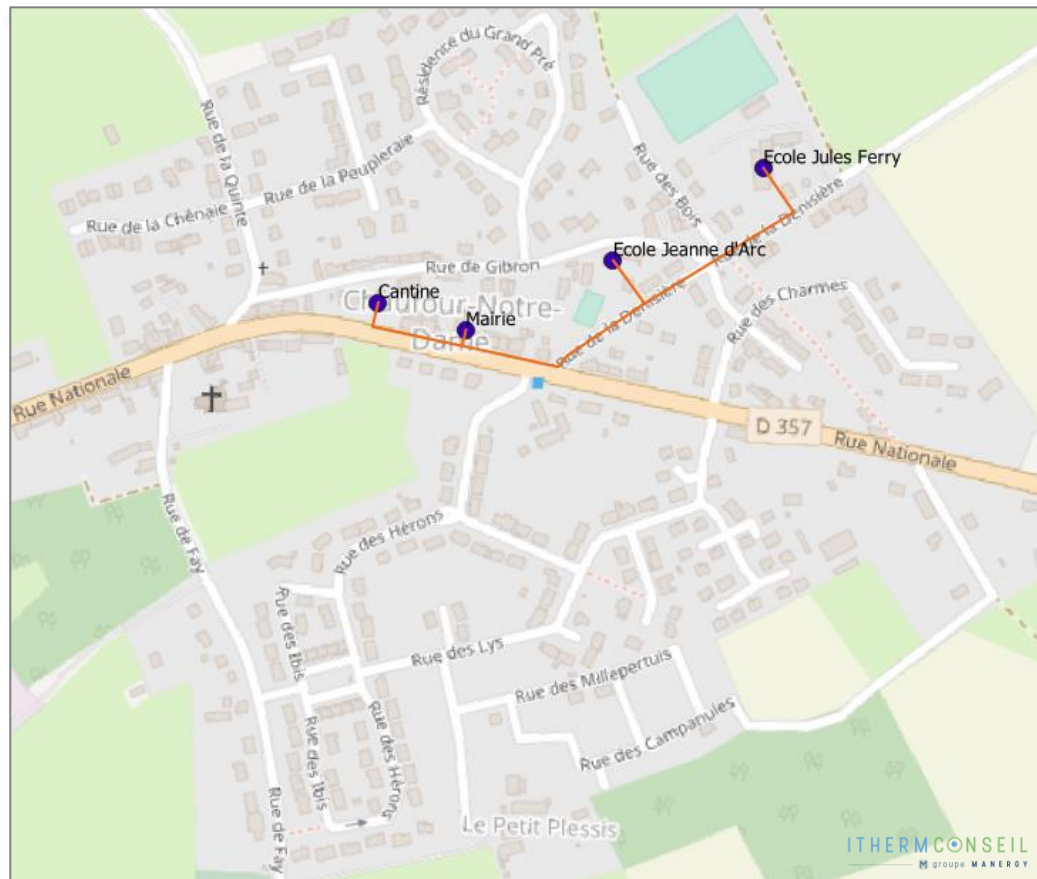
Schéma Directeur des Réseaux de chaleur

Les communes sans données

Chaufour Notre Dame
Fay
La Milesse
St Georges du Bois

Chaufour-Notre-Dame

Cartographie



La commune n'est pas desservi par le gaz naturel. Les bâtiments collectifs peuvent donc être équipés d'installations collectives électriques ou fioul ou d'installations individuelles. Dans ce dernier cas la mise en place d'un réseau de chaleur sera difficile à réaliser car très coûteux.

Demande en chaleur

Nombre de bâtiment	4
Surface totale (m ²)	
Besoin chaleur (MWh)	
Longueur de réseau (ml)	517
Densité (MWh/ml)	

Aucune donnée fournie par la commune.

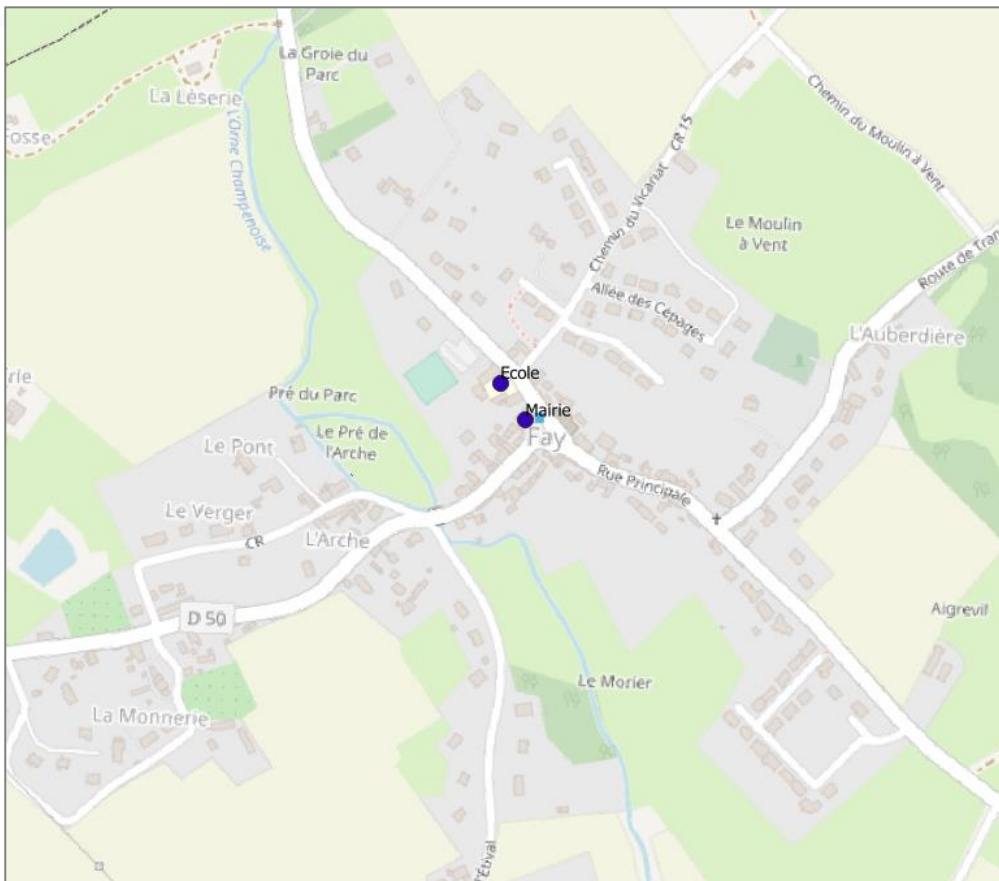
Source de production de chaleur ENR&R

CHALEUR FATALE	Aucune source disponible
GEOTHERMIE + PAC	
BIOMASSE	
SOLAIRE	
THERMIQUE	

Le manque de données ne permet pas de conclure sur la pertinence de la création d'un réseau de chaleur.

Fay

Cartographie



La commune n'est pas desservi par le gaz naturel. Les bâtiments collectifs peuvent donc être équipés d'installations collectives électriques ou fioul ou d'installations individuelles. Dans ce dernier cas la mise en place d'un réseau de chaleur sera difficile à réaliser car très coûteux.

Demande en chaleur

Nombre de bâtiment	2
Surface totale (m ²)	
Besoin chaleur (MWh)	
Longueur de réseau (ml)	40
Densité (MWh/ml)	

Aucune donnée fournie par la commune.

Source de production de chaleur ENR&R

CHALEUR FATALE	Aucune source disponible
GEOOTHERMIE + PAC	
BIOMASSE	
SOLAIRE	
THERMIQUE	

Le manque de données ne permet pas de conclure sur la pertinence de la création d'un réseau de chaleur.

La Milesse

Cartographie



Le manque de données ne permet pas de conclure sur la pertinence de la création d'un réseau de chaleur.

Demande en chaleur

Nombre de bâtiment	3
Surface totale (m ²)	
Besoin chaleur (MWh)	
Longueur de réseau (ml)	252
Densité (MWh/ml)	

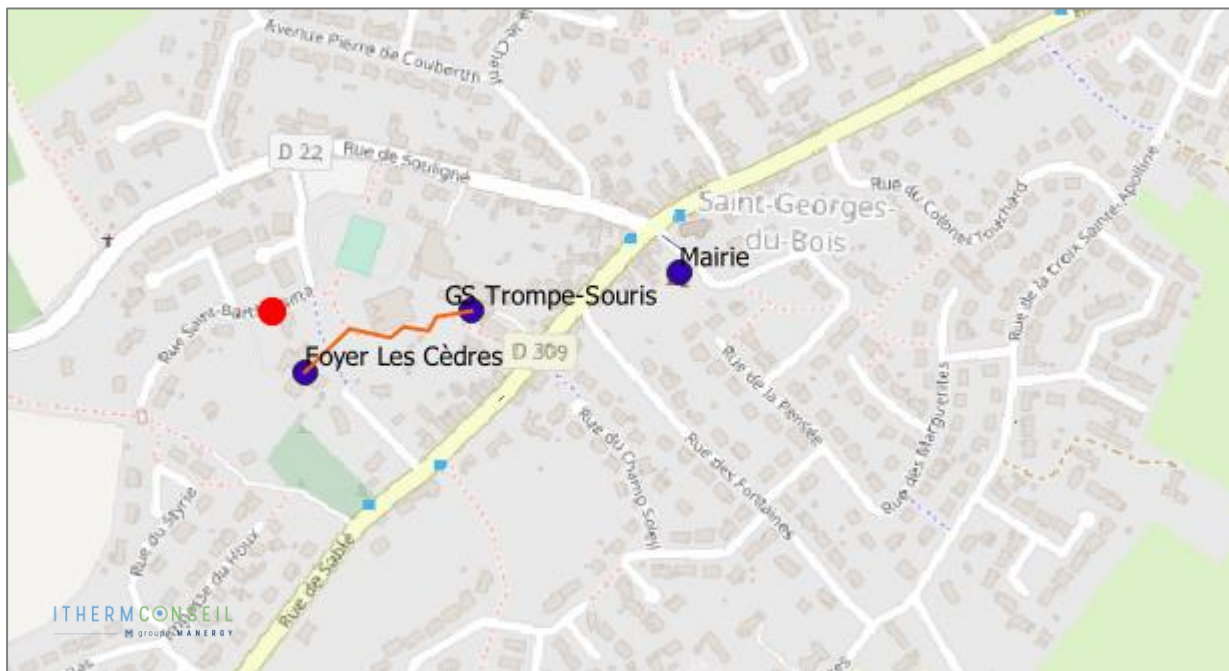
Aucune donnée fournie par la commune.

Source de production de chaleur ENR&R

CHALEUR FATALE	
GEOOTHERMIE + PAC	
BIOMASSE	
SOLAIRE THERMIQUE	

St Georges du Bois

Cartographie



Le manque de données ne permet pas de conclure sur la pertinence de la création d'un réseau de chaleur.

Demande en chaleur

Nombre de bâtiment	2
Surface totale (m ²)	
Besoin chaleur (MWh)	
Longueur de réseau (ml)	167
Densité (MWh/ml)	

Aucune donnée fournie par la commune.

Source de production de chaleur ENR&R

CHALEUR FATALE	Aucune source
GEOOTHERMIE + PAC	
BIOMASSE	
SOLAIRE THERMIQUE	



Schéma Directeur des Réseaux de chaleur

Bilan

Bilan (hors Le Mans, Allonnes, Coulainnes)

	Besoin chaleur (MWh)	Long. Réseau (m)	Opportunité
Aigné	263	121	Potentiel de création d'un réseau de chaleur technique
Allonnes	<i>Cf. étude réseau Synergie</i>		RCU Syner'gie existant, potentiel de développement faible
Arnage	1 840	1042	Potentiel de création d'un RCU sur 6 bâtiments (densité 1,8 MWh/ml)
Champagné	923	560	Potentiel de création d'un RCU sur 3 à 8 bâtiments (densité 1,6 MWh/ml)
Chaufour Notre Dame	-	-	Aucune donnée fournie pas la commune, consommations des bâtiments < 50 MWh
Coulaines	<i>Cf. étude de fais. Le Mans Nord</i>		RC Coulaines-Bellevue existant + potentiel de développement Réseau Le Mans Nord à créer
Fay	-	-	Aucune donnée fournie pas la commune, commune non raccordée au Gaz. Nat
La Chapelle Saint Aubin	491	144	Potentiel de création d'un réseau de chaleur technique
La Milesse	Donnée non fournie	-	Aucune donnée fournie pas la commune, consommations des bâtiments < 50 MWh
Mulsanne	2 287	1366	Potentiel de création d'un RCU sur 7 bâtiments (densité 1,7 MWh/ml)
Pruillé le Chétif	144	134	Potentiel de création d'un réseau de chaleur technique
Rouillon	-	-	Pas de potentiel identifié (densité trop faible)
Ruaudin	798	431	Potentiel de création d'un RCU sur 2/3 bâtiments (densité 1,9 MWh/ml)
Saint George du Bois	-	-	Aucune donnée fournie pas la commune, consommations des bâtiments < 50 MWh
Saint Saturnin	9 264	775	Potentiel de création d'un RCU entre le PRH et le Handi Village (densité 12 MWh/ml). <i>Raccordement au Centre Ville envisageable mais non étudié car données non fournies.</i>
Sargé-lès-Le Mans	-	-	Réseau existant en cours de gestion de litige
Trangé	-	-	Pas de potentiel identifié (peu de solutions centralisées / pas de gaz sur la commune)
Yvré l'Evêque	868	306	Potentiel de création d'un RCU sur 5 bâtiments (densité 2,8 MWh/ml)

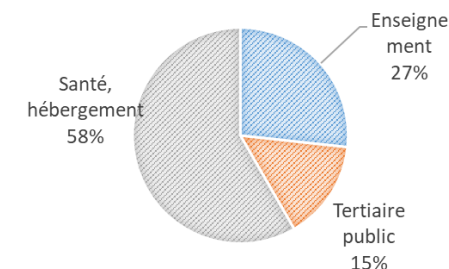
Plan d'action (hors Le Mans, Allonnes, Coulaines)

Un potentiel de identifié à ce stade de :

17 GWh de chaleur
5 km de réseau
12 GWh ENR&R minimum

Hypothèse: rendement réseau 90% et taux ENR&R 65%

Proportion des besoins de chaleur (MWh)



Etape 1

Réalisation **d'études de faisabilité** pour les communes présentant un potentiel de création de réseau de chaleur au sens juridique notamment :

- Saint Saturnin
- Arnage
- Champagné
- Mulsanne
- Ruaudin
- Le Mans quartier Novaxud / Riffaudière / Gare Sud

Etape 2

Structuration d'un **service métropolitain** pour accompagner les communes sur les phases :

- Faisabilité
- Passation de marchés de type MPG
- Gestion de la vente de chaleur
- Suivi d'exploitation des réseaux communaux

PLAN D'AFFAIRES DE LA CONCESSION - SCENARIO 1

EN € HT CONSTANTS

I. COMPTE DE RESULTAT

Année	2 022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	# # # # #	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	# # # #	TOTAL
1. CHIFFRE D'AFFAIRES	0	2 372 673	3 271 668	5 382 605	3 751 822	3 751 157	3 863 402	3 782 373	3 785 413	3 788 453	3 791 493	3 769 744	3 747 995	3 726 247	3 704 498	3 682 750	3 654 191	3 625 633	3 625 633		67 077 750 €
Ventes R1 Chaud	0	732 623	1 349 201	2 531 963	2 531 299	2 530 634	2 533 674	2 536 714	2 539 754	2 542 794	2 545 833	2 524 085	2 502 336	2 480 588	2 458 839	2 437 090	2 408 532	2 379 974	2 379 974		41 945 907
Abonnements R2 Chaud	0	377 502	733 117	1 220 523	1 220 523	1 220 523	1 245 659	1 245 659	1 245 659	1 245 659	1 245 659	1 245 659	1 245 659	1 245 659	1 245 659	1 245 659	1 245 659	1 245 659	1 245 659		20 965 759
Ventes R1 Froid	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0
Abonnements R2 Froid	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0
Droits de raccordement Chaud	0	1 262 548	1 189 349	1 630 119	0	0	84 069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		4 166 085
Droits de raccordement Froid	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0
2. CHARGES D'EXPLOITATION DECAISSEES	0	1 186 906	1 976 605	3 426 505	3 223 896	3 205 737	3 203 930	3 178 533	3 161 379	3 141 736	3 120 203	3 071 380	3 020 717	2 967 962	2 912 815	2 854 915	2 787 388	2 716 380	2 668 095		51 825 079 €
P1	0	739 604	1 341 782	2 504 211	2 485 773	2 466 997	2 450 905	2 433 786	2 415 559	2 394 747	2 371 971	2 324 160	2 274 438	2 222 543	2 168 163	2 110 923	2 044 584	1 974 646	1 923 536		38 648 333 €
Gaz chaufferies	0	495 705	948 219	1 751 203	1 718 987	1 686 166	1 654 158	1 620 316	1 584 495	1 544 056	1 500 110	1 438 094	1 372 665	1 303 355	1 229 606	1 150 750	1 062 970	968 746	877 462		23 907 063
Récupération de chaleur	0	243 899	393 563	753 008	766 787	780 831	796 747	813 470	831 065	850 691	871 861	886 066	901 773	919 188	938 556	960 173	981 619	1 005 900	1 046 074		14 741 271
Bois	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0
Elec PAC																					
autres																					
P1'	0	8 273	15 235	28 592	28 584	28 577	28 611	28 645	28 679	28 714	28 748	28 503	28 257	28 011	27 766	27 520	27 198	26 875	26 875		473 663 €
Conso des auxiliaires réseaux	0	8 273	15 235	28 592	28 584	28 577	28 611	28 645	28 679	28 714	28 748	28 503	28 257	28 011	27 766	27 520	27 198	26 875	26 875		473 663
...																					0
P2	0	385 205	535 198	774 255	590 092	590 716	604 967	596 435	597 474	598 609	599 818	599 051	598 355	597 741	597 220	596 805	595 931	595 192	598 017		10 651 081 €
Entretien courant	0	35 326	59 496	98 541	98 541	98 541	99 470	99 470	99 470	99 470	99 470	99 470	99 470	99 470	99 470	99 470	99 470	99 470	100 400		1 684 489
Autres charges	0	349 879	475 701	675 714	491 551	492 175	505 497	496 965	498 003	499 139	500 347	499 580	498 885	498 271	497 749	497 335	496 461	495 722	497 617		8 966 592
P3	0	53 824	84 390	119 447	119 447	119 447	119 447	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667		2 052 002 €
Gros entretien - renouvellement	0	53 824	84 390	119 447	119 447	119 447	119 447	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667		2 052 002
....																					0
3. EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION (1-2)	0	1 185 767	1 295 063	1 956 100	527 925	545 420	659 472	603 840	624 034	646 717	671 290	698 364	727 279	758 285	791 683	827 834	866 807	909 253	957 538		15 252 671 €
4. CHARGES CALCULEES	0	582 358	646 326	784 473	528 735	476 662	425 287	427 121	427 121	427 121	427 121	427 121	427 121	427 121	427 121	427 121	427 121	427 121	427 121		8 569 291 €
AMORTISSEMENTS SUR 19 ANS	0	582 358	646 326	784 473	528 735	476 662	425 287	427 121	427 121	427 121	427 121	427 121	427 121	427 121	427 121	427 121	427 121	427 121	427 121		8 569 291 €
Premier équipement (+)	0	582 358	920 350	1 240 752	1 240 752	1 240 752	1 240 752	1 242 585	1 242 585	1 242 585	1 242 585	1 242 585	1 242 585	1 242 585	1 242 585	1 242 585	1 242 585	1 242 585	1 242 585		21 376 740 €
Amortissement des subventions d'équipement (-)	0	0	-274 023	-456 279	-712 017	-764 090	-815 465	-815 465	-815 465	-815 465	-815 465	-815 465	-815 465	-815 465	-815 465	-815 465	-815 465	-815 465	-815 465	-	12 807 449 €
																					- €
																					- €
5. RESULTAT D'EXPLOITATION (3-4)	0	603 408	648 737	1 171 627	-810	68 759	234 185	176 719	196 913	219 596	244 169	271 243	300 158	331 164	364 562	400 713	439 686	482 132	530 417		6 683 379 €

PLAN D'AFFAIRES DE LA CONCESSION - SCENARIOS 2 et 3

EN € HT CONSTANTS

I. COMPTE DE RESULTAT

Année	2 022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	#	#	#	#	TOTAL
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19					
1. CHIFFRE D'AFFAIRES	0	2 372 035	3 267 831	5 386 309	3 755 502	3 754 814	3 865 402	3 784 480	3 787 627	3 790 774	3 793 922	3 771 405	3 748 888	3 726 371	3 703 854	3 681 338	3 651 771	3 622 204	3 622 204					67 086 730 €
Ventes R1 Chaud	0	758 499	1 396 854	2 621 390	2 620 702	2 620 014	2 623 161	2 626 308	2 629 456	2 632 603	2 635 750	2 613 233	2 590 716	2 568 200	2 545 683	2 523 166	2 493 599	2 464 032	2 464 032					43 427 398
Abonnements R2 Chaud	0	350 988	681 627	1 134 800	1 134 800	1 134 800	1 158 172	1 158 172	1 158 172	1 158 172	1 158 172	1 158 172	1 158 172	1 158 172	1 158 172	1 158 172	1 158 172	1 158 172	1 158 172					19 493 247
Ventes R1 Froid	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					0
Abonnements R2 Froid	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					0
Droits de raccordement Chaud	0	1 262 548	1 189 349	1 630 119	0	0	84 069	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					4 166 085
Droits de raccordement Froid	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					0
2. CHARGES D'EXPLOITATION DECAISSEES	0	1 187 528	2 006 021	3 484 077	3 282 556	3 265 543	3 264 843	3 240 820	3 225 110	3 207 520	3 188 203	3 140 997	3 092 110	3 041 312	2 988 327	2 932 827	2 867 714	2 799 428	2 823 159					53 038 094 €
P1	0	740 326	1 372 792	2 563 584	2 546 278	2 528 695	2 513 949	2 498 244	2 481 505	2 462 812	2 442 326	2 396 286	2 348 499	2 298 727	2 246 684	2 192 027	2 128 324	2 061 324	2 014 615					39 836 995 €
Gaz chaufferies	0	496 993	1 003 604	1 857 243	1 827 050	1 796 361	1 766 756	1 735 439	1 702 275	1 665 623	1 625 766	1 566 913	1 504 941	1 439 422	1 369 847	1 295 604	1 212 523	1 123 554	1 040 131					26 030 045
Récupération de chaleur	0	243 332	369 188	706 340	719 228	732 335	747 193	762 805	779 229	797 190	816 560	829 373	843 558	859 305	876 837	896 423	915 800	937 770	974 484					13 806 950
Bois	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					0
Elec PAC																								
autres																								
P1'	0	8 273	15 235	28 592	28 584	28 577	28 611	28 645	28 679	28 714	28 748	28 503	28 257	28 011	27 766	27 520	27 198	26 875	96 751					543 538 €
Conso des auxiliaires réseaux	0	8 273	15 235	28 592	28 584	28 577	28 611	28 645	28 679	28 714	28 748	28 503	28 257	28 011	27 766	27 520	27 198	26 875	96 751					543 538
...																								0
P2	0	385 106	533 603	772 455	588 247	588 824	602 837	594 264	595 259	596 327	597 462	596 542	595 687	594 907	594 211	593 613	592 526	591 562	592 126					10 605 558 €
Entretien courant	0	35 326	59 496	98 541	98 541	98 541	99 470	99 470	99 470	99 470	99 470	99 470	99 470	99 470	99 470	99 470	99 470	99 470	100 400					1 684 489
Autres charges	0	349 780	474 107	673 914	489 706	490 283	503 366	494 793	495 789	496 857	497 992	497 072	496 217	495 436	494 741	494 143	493 056	492 092	491 726					8 921 069
P3	0	53 824	84 390	119 447	119 447	119 447	119 447	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667					2 052 002 €
Gros entretien - renouvellement	0	53 824	84 390	119 447	119 447	119 447	119 447	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667	119 667					2 052 002
...																								0
3. EXCEDENT BRUT D'EXPLOITATION (1-2)	0	1 184 507	1 261 810	1 902 233	472 946	489 272	600 559	543 660	562 517	583 254	605 719	630 408	656 778	685 059	715 527	748 511	784 056	822 776	799 045					14 048 636 €
4. CHARGES CALCULEES	0	582 358	638 853	772 029	509 316	455 823	403 048	404 881	404 881	404 881	404 881	404 881	404 881	404 881	404 881	404 881	404 881	404 881	404 881					8 219 997 €
AMORTISSEMENTS SUR 19 ANS	0	582 358	638 853	772 029	509 316	455 823	403 048	404 881	404 881	404 881	404 881	404 881	404 881	404 881	404 881	404 881	404 881	404 881	404 881					8 219 997 €
Premier équipement (+)	0	582 358	920 350	1 240 752	1 240 752	1 240 752	1 240 752	1 242 585	1 242 585	1 242 585	1 242 585	1 242 585	1 242 585	1 242 585	1 242 585	1 242 585	1 242 585	1 242 585	1 242 585					21 376 740 €
Amortissement des subventions d'équipement (-)	0	0	-281 496	-468 723	-731 436	-784 929	-837 704	-837 704	-837 704	-837 704	-837 704	-837 704	-837 704	-837 704	-837 704	-837 704	-837 704	-837 704	-837 704				-	13 156 743 €
																								- €
																								- €
5. RESULTAT D'EXPLOITATION (3-4)	0	602 149	622 957	1 130 204	-36 370	33 449	197 511	138 779	157 636	178 373	200 838	225 527	251 897	280 179	310 646	343 630	379 175	417 895	394 164					5 828 639 €

